Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada

Rapport annuel 1988

Profil de l'organisme

L'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (APGTC) a été créée en 1981 en vertu d'un protocole d'entente conclu entre le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources et le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien.

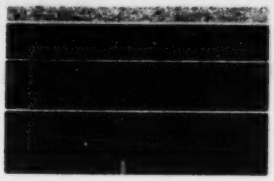
L'APGTC constitue le principal lien entre le gouvernement du Canada et l'industrie pétrolière et gazière en ce qui a trait à la réglementation des activités liées aux hydrocarbures sur les terres domaniales du Canada, lesquelles comprennent le territoire du Yukon, les Territoires du Nord-Ouest, la baie d'Hudson et la plupart des zones situées au large des côtes canadiennes. L'Office Canada—Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers s'occupe du secteur au large de Terre-Neuve et du Labrador. Un nouvel organisme, l'Office Canada—Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, verra le jour après la promulgation de la *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada—Nouvelle-Écosse*, et sera chargé du secteur au large de la Nouvelle-Écosse.

La principale responsabilité de l'APGTC consiste à réglementer la prospection, la mise en valeur et la production du pétrole et du gaz sur les terres domaniales. En outre, l'APGTC doit veiller à la sécurité des travailleurs, à la conservation des ressources, à la protection de l'environnement, et doit s'assurer que tous les Canadiens bénéficient également et équitablement des retombées tirées des activités liées aux ressources en hydrocarbures.

L'APGTC comprend cinq directions :

- La Direction de la gestion des droits
- La Direction du génie
- La Direction de l'évaluation des ressources
- La Direction de la protection de l'environnement
- La Direction de l'analyse et de la coordination des politiques

Le bureau régional de l'APGTC à Halifax s'occupe de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse; le bureau de Yellowknife assume les mêmes responsabilités dans le Nord canadien. Ces bureaux émettent des autorisations de forage, assurent le contrôle des rapports et d'autres données relatives aux travaux, effectuent des inspections régulières, surveillent les activités des sociétés pétrolières du point de vue du génie et de la géologie, et veillent à ce que les plans de retombées soient observés.



89-04905/

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1988

N° de cat. M97-1988F

ISBN 0-662-95465-3

Table des matières

Messages des ministres 4
Les terres domaniales du Canada 6
Mot de l'administrateur de l'APGTC 8
Faits saillants de 1988 9
Gestion fédérale-provinciale et territoriale des terres domaniales 10
- Accords extracôtiers 10
- Terre-Neuve et Labrador 10
- Nouvelle-Écosse 10
- Colombie-Britannique 11
- Accord du Nord 11
- Rôle de l'APGTC dans la gestion conjointe ... 11

Gestion des droits 12
Travaux de prospection 15
Évaluation des ressources 18
Conservation et mise en valeur des ressources ... 19
Protection du travailleur 21
Protection de l'environnement 27
Emplois et retombées économiques 31
Gestion des données 33
Résumé statistique par région 33
- Terres domaniales 34
- Partie continentale des Territoires 35
- Delta du Mackenzie et mer de Beaufort 38
- Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique 40
- Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse 42

Annexe 1
- Zone extracôtière de Terre-Neuve
  - Résumé statistique 44

Glossaire 47
Bureaux de l'APGTC 48

Message de l'honorable Jake Epp, ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources

Le ministre, M. Jake Epp

J'ai l'honneur de soumettre au Parlement le septième rapport annuel de l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (APGTC). Créée en 1981, cette administration réglemente les activités de prospection, de mise en valeur et de production pétrolière et gazière sur les terres domaniales du Canada. L'APGTC joue un rôle clé dans la mise en œuvre de la politique énergétique des régions pionnières de ce gouvernement. En outre, elle voit à ce que les activités pétrolières et gazières au large des côtes se déroulent en toute sécurité et dans le respect de l'environnement.

Le Canada, et plus particulièrement la zone extracôtière de Terre-Neuve, ont connu une grande année en ce qui concerne l'exploitation des ressources en hydrocarbures. En juillet, le gouvernement du Canada et ceux de Terre-Neuve et du Labrador ont signé, avec Mobil Oil Canada, Ltd. et ses associés, un énoncé de principe relatif à la mise en valeur du champ pétrolifère Hibernia. Comme l'*Accord Atlantique* avant lui, l'énoncé de principe relatif au projet Hibernia confirme l'opinion de ce gouvernement, à savoir que d'importantes retombées économiques sont à notre portée lorsque nous travaillons sur un pied d'égalité avec les provinces, dans l'esprit de la Confédération. L'importance du projet s'explique non seulement par le fait qu'il assure nos approvisionnements en pétrole pour l'avenir et qu'il saura créer de nombreux emplois, mais, d'abord et avant tout, Hibernia est l'occasion rêvée pour que Canadiens et Terre-Neuviens acquièrent l'expertise du domaine de la technologie extracôtière et de la gestion des grands projets extracôtiers. Le gouvernement fédéral a appuyé le projet qui favorisera l'expansion de notre industrie pétrolière et gazière et lui permettra de participer à de futurs projets extracôtiers, tant au Canada qu'à l'étranger. Hibernia, c'est un investissement dans notre avenir. Par ailleurs, je suis fier de rapporter qu'on a déjà confié les contrats visant des travaux de levés à des entreprises canadiennes et invité les entreprises intéressées à soumissionner les principaux contrats du projet.

En juin, un plan d'action environnemental a été publié qui explique la position de mon ministère vis-à-vis un dossier chaud, celui de voir à ce que la prospection, la mise en valeur et l'utilisation de nos ressources énergétiques se fassent en harmonie avec l'environnement. En tant qu'organisme de réglementation de la prospection et de la mise en valeur de nos ressources pétrolières et gazières au large des côtes, l'APGTC joue un rôle de premier plan dans l'élaboration de règlements, de normes et de lignes directrices relatifs à la protection de l'environnement. Bon nombre des normes et lignes directrices de l'APGTC sont reconnues à l'échelle mondiale. En outre, les offices indépendants du pétrole et du gaz constitués dans le cadre des accords de la côte est tiennent compte des questions environnementales dans l'exercice de leurs fonctions. Parmi les questions qu'il leur faut concilier figurent les répercussions éventuelles des travaux pétroliers et gaziers sur la faune et la flore marine et côtière, les contre-mesures proposées en cas de déversement de pétrole, la technologie de traitement des déchets et les effets éventuels du climat, des conditions de la mer et des glaces sur la sécurité des travaux extracôtiers.

La *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada—Nouvelle-Écosse* a reçu la sanction royale en 1988 et on travaille déjà à mettre sur pied un nouvel office indépendant qui se chargera de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse dès sa promulgation. En outre, cette loi enchâsse les dispositions visant à mettre en œuvre la décision rendue par les gouvernements canadien et néo-écossais en avril 1988 qui impose un moratoire sur la prospection pétrolière et gazière au banc Georges jusqu'en l'an 2000. Aux termes de la loi, un comité indépendant doit mener un examen public des répercussions environnementales et socio-économiques de la prospection pétrolière et gazière au banc Georges.

Forts de leurs succès, les exploitants ont poursuivi leurs programmes de forage de délimitation sur les gisements pétrolifères Terra Nova et Whiterose. En avril, Petro-Canada a confié un contrat à SNC/AKER aux termes duquel l'entreprise doit mener une étude technique préliminaire pour évaluer d'autres scénarios de mise en valeur du gisement pétrolifère Terra Nova. Ces travaux encourageants présagent de grands moments pour le Canada et la zone extracôtière de Terre-Neuve.

Je reste optimiste quant à l'avenir de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse. Les ressources de la région ne font plus de doute et ce n'est qu'une question de temps avant qu'on les mettent en valeur, une réalisation dont bénéficieront les Néo-Écossais et l'ensemble des Canadiens.

J'ai été heureux de constater que la réglementation élaborée par l'APGTC en réponse aux recommandations de la Commission royale sur le désastre marin de l'*Ocean Ranger*, qui insiste sur la sécurité des travailleurs, a permis l'évacuation sûre des 27 hommes et femmes à bord de l'installation de forage *Kowan Gorilla 1* qui a sombré dans le nord de l'Atlantique au début de décembre. Le personnel de l'installation a fait l'éloge de la formation qu'il avait reçue et estime qu'elle leur a sauvé la vie.

Je crois fermement que les politiques énergétiques mises en place par ce gouvernement seront le pivot de l'expansion économique des régions canadiennes.

Message de l'honorable Pierre H. Cadieux, ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien

C'est avec plaisir que je me joins à mon collègue, l'honorable Jake Epp, ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, pour présenter au Parlement le septième rapport annuel de l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada.

En 1988, le gouvernement fédéral a réitéré son engagement à favoriser l'évolution politique et économique dans le Nord en signant des ententes de principe relatives à un *Accord du Nord* avec les gouvernements des Territoires du Nord-Ouest et du Yukon. Ces ententes honorent les promesses faites par le gouvernement dans la politique énergétique des régions pionnières de 1985 et le cadre politique et économique pour le Nord de 1987. Les ententes définitives relatives à un *Accord du Nord* auraient pour effet de transférer aux gouvernements territoriaux les pouvoirs administratifs et législatifs nécessaires à la gestion des ressources pétrolières et gazières des zones continentales septentrionales et de soumettre les zones extracôtières à un régime de cogestion.

Le règlement des revendications territoriales des autochtones constitue un autre volet gouvernemental des activités politiques et économiques pour le Nord. En 1988, nous avons continué à mettre en œuvre l'entente définitive de 1984 des Inuvialuit de l'ouest de l'Arctique. En septembre de cette même année, une entente de principe a été signée pour régler la revendication territoriale des Dénés et Métis dans l'ouest des Territoires du Nord-Ouest. Le gouvernement a également ratifié une entente de principe avec le Conseil des Indiens du Yukon en mars 1989.

Avec le temps, les ententes de principe relatives à un *Accord du Nord* et aux revendications territoriales, ainsi que d'autres ententes semblables, changeront profondément le mode actuel de réglementation des travaux de prospection et de mise en valeur pétrolière et gazière dans le Nord. Les gouvernements, les habitants du Nord et l'industrie ont un défi de taille à relever, à savoir maintenir l'esprit de collaboration actuel à mesure que nous passons au nouveau régime de réglementation et de gestion des ressources pétrolières et gazières, qui sera le produit des accords et du règlement des revendications territoriales. Ce nouveau régime saura créer un climat de certitude, de stabilité et d'opportunité pour l'industrie pétrolière et gazière du Nord.

Bien que le nombre de puits de prospection dans le Nord en 1988 soit légèrement inférieur à celui de l'an dernier, les travaux géophysiques ont sensiblement augmenté, avec une recrudescence de levés tridimensionnels sur d'éventuels emplacements de forage. Ceci confirme que l'industrie cherche à mieux connaître le potentiel du Nord en matière de prospection et de mise en valeur des ressources en hydrocarbures.

Panarctic a poursuivi la production saisonnière à son installation de production de pétrole Bent Horn, dans les îles de l'Arctique. La société a en effet effectué deux expéditions de pétrole aux marchés du nord et du sud. Une partie de la première expédition de pétrole a été déchargée à Resolute pour la Commission d'énergie des Territoires du Nord-Ouest.

Gulf Canada a continué ses travaux de forage de délimitation sur le gisement Amauligak. La mise en valeur commerciale de cette découverte importante dépend de nombreux facteurs économiques, dont le prix du pétrole. L'exploitant et ses associés ont continué d'effectuer des études de conception technique visant la mise en valeur du gisement et la construction d'un pipeline.

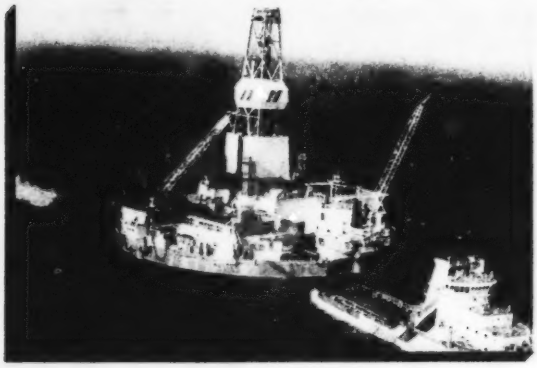
Esso et Shell se sont adressés à l'Office national de l'énergie pour obtenir des licences d'exportation en vue de produire le gaz naturel des gisements connus de la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, et de l'exporter aux États-Unis par pipeline (Gulf a présenté une demande semblable à l'Office national de l'énergie au début de 1989). L'Office national de l'énergie tiendra des audiences publiques en 1989 pour déterminer si les licences d'exportation doivent être accordées ou non et, le cas échéant, selon quelles modalités. Il faudra obtenir d'autres approbations réglementaires avant de procéder à la mise en valeur et à la production des ressources de cette région.

Je crois que la politique énergétique des régions pionnières et la politique axée sur le marché en ce qui concerne la prospection et la mise en valeur pétrolière et gazière sauront apporter d'importantes retombées au Nord. Notre gouvernement doit continuer de travailler de concert avec les gouvernements territoriaux, l'industrie et les habitants du Nord pour mettre en place les mécanismes nécessaires à l'exploitation des ressources en hydrocarbures du Nord tout en veillant à ce que les activités se déroulent en toute sécurité et dans le respect de l'environnement.

Le ministre, M. Pierre H. Cadieux

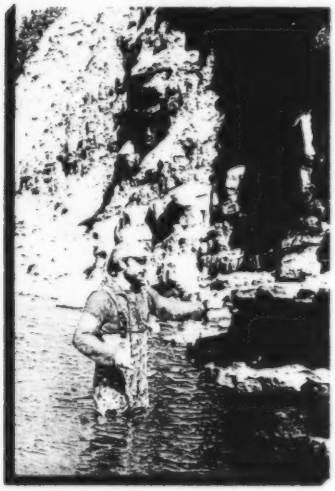
Terres domaniales du Canada

L'installation de forage conique Kulluk, *accompagnée d'un navire de service pendant un essai au puits Amauligak O-86 dans la mer de Beaufort.* Photo de B. Gallagher.

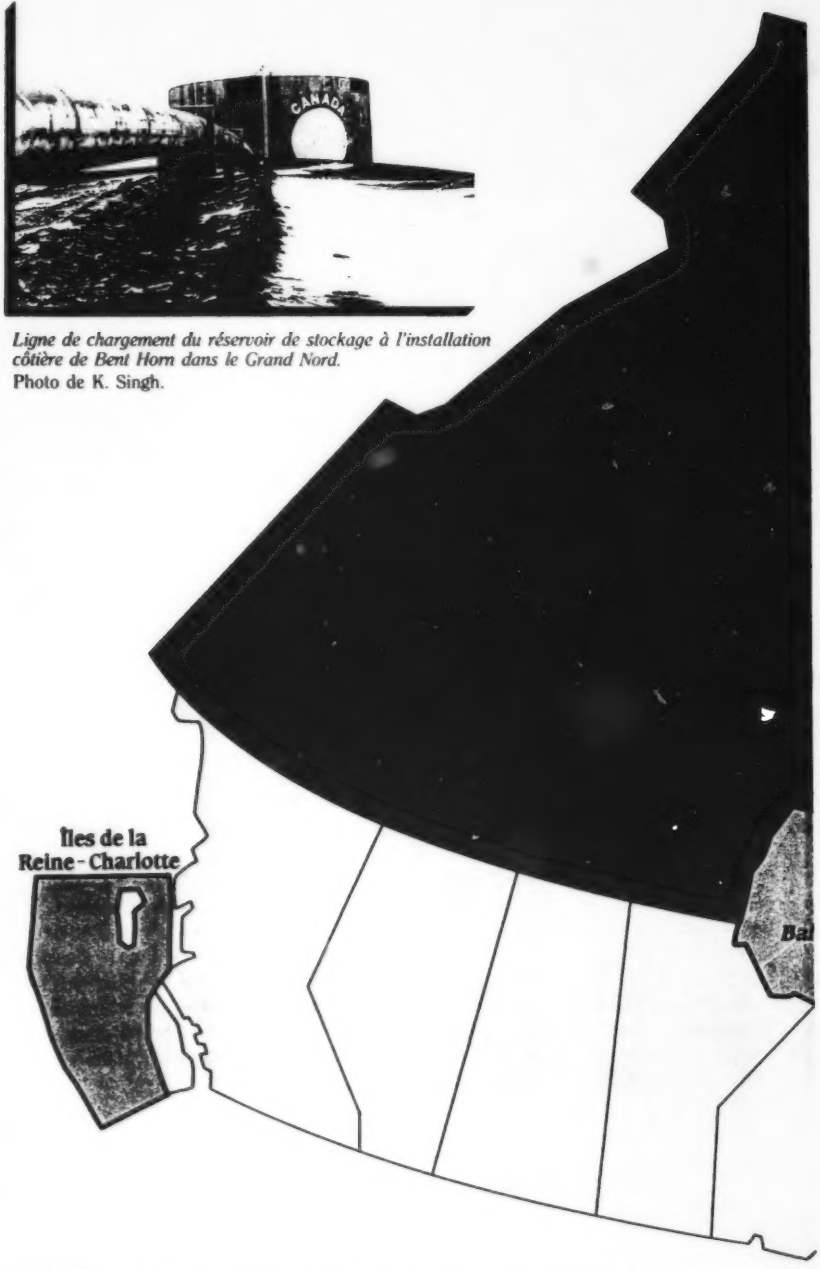


Ligne de chargement du réservoir de stockage à l'installation côtière de Bent Horn dans le Grand Nord.
Photo de K. Singh.

Géologue à l'œuvre aux monts Richardson, dans le nord du Yukon.
Photo de G. Morrell.

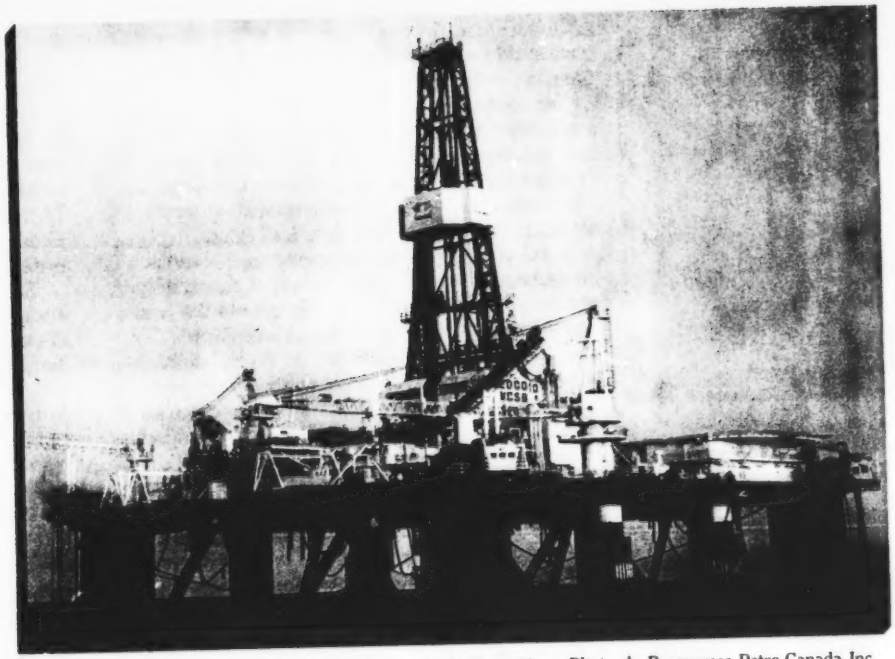


Vue de l'océan Pacifique à partir de l'île South Moresby, en Colombie-Britannique. Photo de U. Schmidt.



Zone qui relève de la compétence du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources

Zone qui relève de la compétence du ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien



Le Sedco 710 *lors d'essais sur la découverte de pétrole Terra Nova.* Photo de Ressources Petro-Canada Inc.

Le Sable Sea, *un navire de service utilisé par les plongeurs pour abandonner deux puits suspendus de Mobil, sur le plateau Scotian.* Photo de Secunda Marine Services Limited.

Mot de l'administrateur de l'APGTC, M. Maurice Taschereau

M. Maurice Taschereau

En 1988, devant le faible prix du pétrole et la précarité des prix à venir, le ralentissement des travaux de prospection sur les terres domaniales du Canada s'est maintenu.

Depuis quelques années déjà, l'APGTC concentre son énergie sur l'établissement d'un régime de gestion des ressources des terres domaniales axé sur les principes de la politique des régions pionnières. La décentralisation se fait progressivement, au profit d'un mode de gestion conjointe dans les régions.

L'industrie pétrolière qui œuvre sur les terres domaniales jouit d'un cadre de travail plus stable, résultat de plusieurs mesures clés qui ont été prises dernièrement. Nous avons maintenant, dans la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, un régime de réglementation simple, uniforme et concurrentiel pour l'octroi et la gestion des droits de prospection sur les terres domaniales—un régime équitable pour l'industrie et pour l'ensemble des Canadiens.

L'Office Canada—Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers administre et réglemente la zone extracôtière de Terre-Neuve depuis deux ans. L'Office et l'APGTC ont réalisé d'importants progrès en matière de coordination des secteurs de l'environnement, des pêches, des retombées et de la sécurité maritime, par l'élaboration de protocoles d'entente avec les ministères fédéraux et provinciaux intéressés. Le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources a donné son aval pour que l'Office lance, en mars 1988, son premier appel d'offres aux termes du nouveau régime de gestion qui s'est soldé par l'octroi, en novembre, de deux permis de prospection.

La *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada—Nouvelle-Écosse* a reçu la sanction royale en 1988. Les deux gouvernements se préparent à établir un nouvel office indépendant chargé de réglementer les ressources en hydrocarbures extracôtiers. Au moment de la promulgation de la loi, l'Office Canada—Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz offshore actuel cédera sa place au nouvel office qui assumera la responsabilité juridique de la gestion de la zone extracôtière.

Les lois de mise en œuvre des accords de la côte est enchâssent les dispositions de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* et de la *Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz*. Elles sont donc conçues de façon à ce que les régimes de réglementation de ces deux régions soient conformes à ceux en vigueur ailleurs sur les terres domaniales.

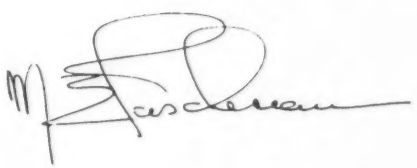
Nous travaillons toujours en étroite collaboration avec les provinces ayant signé des accords, les gouvernements territoriaux, la Colombie-Britannique, l'Office Canada—Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers et les entreprises pour parachever le projet des modifications à la *Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz*, de même que les articles pertinents des lois de mise en œuvre de l'Accord atlantique et de l'Accord Canada—Nouvelle-Écosse. Ces modifications visent à améliorer les dispositions actuelles relatives à la sécurité.

En septembre 1988, le gouvernement du Canada et chacun des gouvernements territoriaux ont signé des ententes de principe concernant un Accord du Nord, lequel modifiera l'avenir de la réglementation des hydrocarbures dans le Nord canadien. Le règlement de nombreux points litigieux favorisera la création d'un milieu stable et cohérent pour l'industrie pétrolière et suscitera peut-être un regain d'intérêt vis-à-vis la prospection et la mise en valeur des hydrocarbures dans le Nord.

Pendant cette période de transition, où le rythme des activités se veut plus lent, l'industrie et le gouvernement doivent continuer de préparer le terrain pour la mise en valeur des grandes découvertes réalisées sur les terres domaniales. La signature d'un énoncé de principe relatif à la mise en valeur du champ pétrolifère Hibernia, dans la zone extracôtière de Terre-Neuve, nous a fait franchir de grands pas dans ce sens-là.

L'avenir est prometteur. Des terres domaniales existent en abondance en vue de l'octroi de nouveaux droits. Au fil des ans, l'APGTC a acquis un trésor de renseignements géologiques et géophysiques, que nous mettons à la disposition de l'industrie dès qu'ils ne sont plus considérés confidentiels. Si le prix du pétrole se stabilise, je crois que ce ne sera qu'une question de temps avant que les activités reprennent de plus belle. À ce moment-là, l'APGTC et les nouveaux offices indépendants seront prêts à relever le défi.

Je désire profiter de l'occasion qui m'est offerte pour remercier le personnel de l'APGTC de son dévouement, de sa patience et de sa persévérance pendant cette période de transition.



Faits saillants de 1988

En juillet, le gouvernement du Canada et celui de Terre-Neuve et du Labrador ont signé un énoncé de principe avec Mobil et ses associés pour mettre en valeur le champ pétrolifère Hibernia.

En septembre, les gouvernements des Territoires du Nord-Ouest et du Yukon ont signé des ententes avec le gouvernement du Canada quant aux principes de négociation d'un éventuel Accord du Nord sur la gestion des ressources pétrolières et gazières et le partage des recettes.

Le Parlement a adopté la *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada—Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers* en juillet. Le gouvernement du Canada et celui de la Nouvelle-Écosse devraient promulguer leurs lois de mise en œuvre de l'accord en 1989, après quoi un nouvel office indépendant assumera la responsabilité juridique de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse.

Huit puits de délimitation et dix puits de prospection étaient actifs pendant l'année, c'est-à-dire un de plus qu'en 1987. Seize puits ont été terminés en 1988, dont sept dans le Nord et neuf dans la zone extracôtière de l'est.

Le forage de quatre puits de délimitation et de cinq puits de prospection a fait de la zone extracôtière de Terre-Neuve la région la plus active des terres domaniales. Fort de son succès, Petro-Canada a poursuivi son programme de forage de délimitation sur la découverte de pétrole Terra Nova. Pour sa part, Husky a effectué des forages de délimitation sur la découverte Whiterose.

Gulf a terminé ses travaux de forage de délimitation sur la découverte de pétrole Amauligak dans la mer de Beaufort. Six puits de délimitation ont été forés depuis la découverte Amauligak J-44 en 1984. Les réserves de pétrole récupérable à Amauligak se chiffreraient à plus de 79,5 millions de m^3.

Panarctic a poursuivi la production et le transport saisonniers du pétrole de son projet de mise en valeur Bent Horn, dans l'Arctique. Deux expéditions de pétrole ont été effectuées, la première en août et la seconde en septembre. D'autre pétrole a été produit et stocké à l'installation d'entreposage de Bent Horn et sera expédié à l'été 1989.

Les travaux de forage prévus dans le cadre du projet d'expansion de Norman Wells ont été terminés en 1988. À la fin de l'année, un total de 310 puits étaient actifs, dont 158 puits de production et 152 puits d'injection. La production de Norman Wells a grimpé à 1,728 million de m^3 en 1988.

L'APGTC, de concert avec l'Institut de géologie sédimentaire et pétrolière, a participé, à Calgary, à l'évaluation du potentiel en hydrocarbures du bassin du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort. Cette évaluation a permis de chiffrer les ressources pétrolières et gazières du bassin à 1,13 milliard de m^3 de pétrole et à 1,9 billion de m^3 de gaz naturel. Ces chiffres sont légèrement inférieurs à ceux publiés auparavant.

En avril, les gouvernements du Canada et de la Nouvelle-Écosse ont convenu d'imposer un moratoire, jusqu'en l'an 2000, sur les travaux de prospection au banc Georges, au large de la Nouvelle-Écosse. Un comité indépendant mènera un examen public des répercussions environnementales et socioéconomiques de la prospection et du forage pétrolier et gazier au banc Georges, et présentera les résultats de son enquête aux ministres fédéral et provincial de l'énergie au plus tard le 1er juillet 1999. Le moratoire et les exigences relatives à l'examen public seront incorporés à la *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada—Nouvelle-Écosse.*

Enfin, le Conseil de l'étude de l'environnement a été constitué aux termes de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*. Le Conseil est chargé de prodiguer des conseils aux ministres quant au travail du Fonds pour l'étude de l'environnement. Les douze conseillers représentent les ministères fédéraux, les offices régionaux de gestion des hydrocarbures extracôtiers, l'industrie pétrolière et gazière et le grand public.

Gestion fédérale-provinciale et territoriale des terres domaniales

*Le premier ministre Brian Mulroney et le chef du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, M. Dennis Patterson, lors de la signature de l'entente de principe relative à l'*Accord du Nord *à Yellowknife, le 6 septembre 1988.*

Le gouvernement du Canada a conclu des accords extracôtiers avec le gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador en 1985, et le gouvernement de la Nouvelle-Écosse en 1986. Aux termes de ces accords, les provinces participent à part entière aux décisions concernant la réglementation des activités liées aux hydrocarbures au large des côtes. En outre, les provinces perçoivent les recettes tirées de ces activités et des travaux de production au même titre que s'il s'agissait de ressources terrestres.

Les accords de la côte est englobent les dispositions de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* et de la *Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz*. La réglementation promulguée en vertu des lois de mise en œuvre des accords correspond à celle en vigueur ailleurs sur les terres domaniales. Le régime de réglementation se veut donc uniforme dans toutes les zones extracôtières canadiennes.

Les accords prévoient la création d'offices indépendants qui, au nom du Canada et des provinces intéressées, administrent les zones extracôtières et réglementent les activités qui s'y déroulent. Les ministres fédéral et provincial de l'énergie conservent cependant le pouvoir de revoir certaines décisions fondamentales.

Terre-Neuve et Labrador

L'Office Canada—Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers, qui siège à St. John's, à Terre-Neuve, réglemente officiellement les activités pétrolières au large de Terre-Neuve depuis le 4 avril 1987, date de la promulgation de la *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique*. Il publie son propre rapport annuel des activités qui se sont déroulées au large de Terre-Neuve pendant l'exercice financier, lequel prend fin le 31 mars.

L'Office coordonne ses activités au moyen de protocoles d'entente signés avec les ministères fédéraux et provinciaux ayant compétence dans la zone extracôtière. En 1988, des protocoles concernant notamment l'environnement, les pêches et certains dossiers sur l'océan ont été signés. En novembre, l'Office a procédé à son premier octroi de nouveaux droits de prospection aux termes de la *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada—Terre-Neuve*. Des permis de prospection visant deux parcelles situées à proximité d'Hibernia ont été accordés.

En juillet 1988, le gouvernement du Canada et celui de Terre-Neuve et du Labrador ont signé un énoncé de principe avec Mobil et ses associés pour mettre en valeur le champ Hibernia. Les travaux de production doivent commencer en 1995. À titre de premier projet de mise en valeur commerciale au large de la côte est, Hibernia représente une pierre angulaire dans l'histoire de la mise en valeur pétrolière et gazière sur les terres domaniales du Canada.

Nouvelle-Écosse

En juillet 1988, le gouvernement du Canada a adopté la *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada—Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers*. Une loi provinciale correspondante a été adoptée par l'assemblée législative néo-écossaise plus tôt dans l'année. Les deux lois devraient être promulguées en 1989, après quoi un nouvel office indépendant assumera la responsabilité juridique de la zone extracôtière.

Constitué en 1982, l'Office Canada—Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz offshore a continué de réglementer la zone extracôtière pendant l'année. C'est l'administrateur de l'APGTC, M. Maurice Taschereau, qui préside l'Office. Les travaux et décisions de l'Office sont un fidèle reflet des principes de gestion conjointe énoncés dans l'accord de 1986. L'Office actuel doit continuer son travail jusqu'à ce que la loi de mise en œuvre de l'accord soit promulguée. Il devra ensuite céder sa place au nouvel office des hydrocarbures extracôtiers.

En 1988, Mobil a foré un puits et Shell a effectué un levé du fond marin sur un emplacement de forage au large de la Nouvelle-Écosse. En outre, Mobil a terminé les derniers travaux d'abandon et de déplacement du matériel installé sur le fond marin à quatre anciens emplacements de forage dans la région. Les faibles prix du pétrole ont eu un effet néfaste sur les activités dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse : à la fin de l'année, aucune plate-forme de forage n'était en exploitation et l'industrie n'avait aucun projet précis pour la nouvelle année.

Colombie-Britannique

Pendant l'année, les gouvernements du Canada et de la Colombie-Britannique ont continué leurs pourparlers relatifs à un Accord du Pacifique. En outre, l'interdiction de mener des activités liées aux hydrocarbures extracôtiers, en place depuis le début des années 1970, est demeurée en vigueur. Le gouvernement fédéral et celui de la Colombie-Britannique ont conjugué leurs efforts pour donner suite à un bon nombre des recommandations mises de l'avant dans le *Rapport et recommandations de la Commission d'évaluation environnementale sur l'exploration pétrolière au large de la côte ouest*. À l'issue de son examen et d'une série exhaustive d'audiences publiques, la Commission a conclu que la prospection pétrolière et gazière pouvait reprendre en toute sécurité dans la zone extracôtière, à certaines conditions. La plupart des recommandations de la Commission ont été acceptées. Le mois d'octobre 1988 aura vu la publication d'un rapport d'étape sur le travail de suivi des deux gouvernements.

Accord du Nord

En septembre 1988, les gouvernements du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest ont signé des ententes avec le gouvernement du Canada quant aux principes de négociation d'un éventuel Accord du Nord.

Le gouvernement du Canada a accepté de négocier des ententes de principe visant à transférer aux gouvernements territoriaux les pouvoirs administratifs et législatifs nécessaires à la gestion des ressources pétrolières et gazières dans le Nord. Ces ententes de principe prévoient également la négociation d'un régime de cogestion des zones extracôtières septentrionales. Tant que le transfert des responsabilités administratives n'aura pas été terminé, le gouvernement du Canada est tenu de consulter les gouvernements territoriaux avant de prendre une décision en matière de réglementation.

Rôle de l'APGTC dans la gestion conjointe

Dans l'exercice de ses fonctions, l'APGTC est appelée à travailler en étroite collaboration avec les provinces côtières et les gouvernements territoriaux. L'Administration joue un rôle de premier plan en ce qui concerne la mise en œuvre des accords : elle facilite le transfert des responsabilités de réglementation et de gestion, et remplit des fonctions de consultation et de coordination une fois que la mise en œuvre des accords est terminée. Dans les régions où aucun accord n'a été conclu ni adopté en tant que loi, l'APGTC administre et réglemente les activités pétrolières extracôtières dans l'esprit des principes de gestion conjointe énoncés dans la politique des régions pionnières de 1985.

Gestion des droits

L'APGTC délivre, administre, transfère et enregistre les droits de prospection et de production pétrolière et gazière dans le Nord canadien et dans les zones extracôtières qui ne sont pas régies par les offices régionaux, mais qui relèvent du ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien et du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources. L'APGTC administre, en outre, certains droits miniers fédéraux à l'intérieur des provinces, pour le compte du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

Terres domaniales

En 1988, l'APGTC a terminé le travail nécessaire pour prolonger, pour un deuxième terme, les permis de prospection arrivés à échéance. L'Administration a également élaboré et instauré trois nouveaux types de permis en vertu de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, notamment les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les licences de production. Le permis de prospection remplace l'ancien accord d'exploration. Douze permis de prospection et un accord d'exploration ont été accordés en 1988, ce qui a permis aux titulaires de profiter d'une période supplémentaire (généralement de quatre ans) pour réaliser des travaux de prospection. Aucun loyer n'est perçu au cours de la première année du deuxième terme; cependant, des loyers annuels croissants seront perçus dès la deuxième année. Ces loyers peuvent être remboursés selon les dépenses admissibles que l'exploitant a engagées pour réaliser ses travaux de prospection sur les terres.

Un total de 92 attestations de découverte importante ont été délivrées en 1988 aux titulaires de droits dans les régions où des déclarations de découverte importante ont été signalées. L'attestation de découverte importante maintient le droit exclusif du titulaire d'entreprendre le forage et la mise en valeur des terres en vue de produire des hydrocarbures, et lui garantit le droit d'obtenir une licence de production. L'attestation demeure en vigueur tant que la déclaration de découverte importante connexe l'est aussi ou jusqu'à ce qu'une licence de production soit délivrée.

En fin d'année, l'industrie détenait des droits sur 7,1 millions d'hectares de terres domaniales, en vertu de 59 permis de prospection et accords d'exploration, 92 attestations de découverte importante et 2 licences de production. En outre, l'industrie détient des droits sur quelques 18,5 millions d'hectares situés là où la prospection est interdite.

En 1988, la Partie VIII de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, relative aux transferts, aux cessions et à l'enregistrement des titres, est entrée en vigueur. Le 28 avril, le *Règlement sur l'enregistrement des terres domaniales* a été promulgué et l'APGTC a créé un registre public des titres et actes relatifs à la prospection et à la production pétrolière et gazière tels les permis de prospection, les attestations de découverte importante, les licences de production, certains anciens accords d'exploration, concessions et permis ainsi que des réclamations concernant les droits existants. Le public peut consulter les titres et documents moyennant certains frais. Le directeur du registre et son adjoint ont été nommés au sein de l'APGTC. On rapporte déjà l'enregistrement de 364 titres et 108 actes. Ce système d'enregistrement ne s'applique cependant pas à la zone extracôtière de Terre-Neuve et du Labrador.

L'Office Canada—Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers a créé un registre public identique pour enregistrer les titres détenus au large de Terre-Neuve et du Labrador. L'ouverture officielle du registre public provincial s'est faite le 25 mai aux termes du *Règlement sur l'enregistrement de la zone extracôtière de Terre-Neuve*.

L'Office a délivré deux permis dans la zone extracôtière de Terre-Neuve à la suite d'un appel d'offres qui a pris fin en septembre. À la fin de l'année 1988, l'Office administrait des titres détenus aux termes de neuf permis de prospection et de 10 attestations de découverte importante.

Il n'y a eu aucun octroi de droit dans le Nord ni dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse.

À la fin de l'année, l'Office Canada—Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz offshore administrait des titres détenus en vertu de 15 accords d'exploration, dont 19 périmètres de découverte importante signalés. Un moratoire a été imposé sur la prospection au banc Georges jusqu'en l'an 2000.

Le *Règlement de 1987* relatif aux redevances sur les hydrocarbures provenant des terres domaniales a été promulgué pendant l'année. Ce règlement prévoit un régime provisoire de paiement des redevances sur les hydrocarbures provenant des terres domaniales. Par ailleurs, vers la fin de l'année, la période d'application du règlement a été prolongée jusqu'en décembre 1990. Le règlement provisoire sera donc en vigueur jusqu'à l'adoption d'un règlement global, actuellement en cours d'élaboration.

En 1988, l'APGTC a consulté l'industrie, les provinces ayant des accords, les offices régionaux et les gouvernements territoriaux pour rédiger le projet des règlements d'application de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, relatifs aux redevances et à la participation canadienne, de même que les lignes directrices, formules et procédures concernant les levés.

Les entreprises, groupes autochtones, commissions de planification de l'utilisation des terres du Nord et autres personnes intéressées ont reçu un dossier d'information sur les droits actuels et sur la procédure d'octroi de ces droits.

Terres publiques

À la demande de l'industrie, on a invité les entreprises à soumissionner des concessions pétrolières et gazières relatives à 125 parcelles situées principalement dans les provinces de l'ouest. En octobre, les soumissions pour 59 parcelles ont été acceptées, ce qui a amené plus d'un million de dollars en primes au comptant.

AVOIRS FONCIERS DANS LES TERRES DOMANIALES (à la fin de l'année)	1984	1985	1986	1987	1988
Nombre de permis et d'accords en vigueur*	153	150	118	112	153
Parcelles négociées dans le cadre de permis et d'accords (en millions d'hectares)	21,2	24,9	4,1	7,3	2,31
Parcelles rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)	24,7	20,0	39,2	15,1	16,5
Parcelles détenues par les sociétés (en millions d'hectares)	89,5	70,8	33,5	20,6	7,1

** Y compris les permis de prospection, accords d'exploration, attestations de découverte importante et les licences de production.*

ÉTAT DES PARCELLES À LA FIN DE L'ANNÉE 1988

	Permis et accords en vigueur*	Parcelles rétrocédées ou abandonnées	Parcelles négociées dans le cadre de permis et d'accords	Parcelles détenues par les sociétés	Parcelles en attente**
		(en millions d'hectares)	(en millions d'hectares)	(en millions d'hectares)	(en millions d'hectares)
Partie continentale des Territoires	30	0,9	0,08	1,2	1,1
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	59	2,1	1,4	3,4	0
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	30	0,6	0,4	1,4	2,4
Baie d'Hudson	0	11,5	0,3	0	1,4
Grands Bancs et mer du Labrador	19	1,0	0,1	0,8	1,5
Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse (y compris le golfe du Saint-Laurent)	15	0,4	0,03	0,3	3,4
Côte ouest	0	0	0	0	8,7
Total	**153**	**16,5**	**2,31**	**7,1**	**18,5**

** Y compris les permis de prospection, accords d'exploration, attestations de découverte importante et les licences de production.*
*** En attente comprend les régions où les travaux de prospection ont été suspendues : côte ouest, baie de Baffin, banc Georges, Saint-Pierre-et-Miquelon, etc.*

Gestion des droits

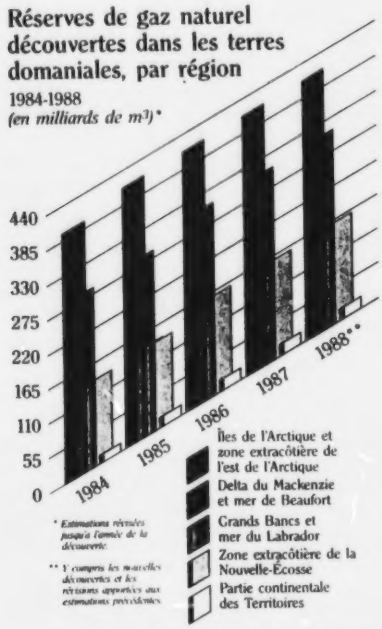
PERMIS ET ACCORDS NÉGOCIÉS EN 1988

Exploitant	Permis ou accord	Nombre de permis ou d'accords*	Superficie (en milliers d'hectares)	Emplacement	Durée (en années)
Esso	PP 340-345	6	1 073	Delta du Mackenzie/ Mer de Beaufort	4
Dome	PP 346	1	199	Mer de Beaufort	4
Panarctic	PP 347	1	64	Île Cameron	4
Can. Southern	PP 348	1	30	Île Cameron	4
Sogepet	PP 349	1	352	Baie d'Hudson	4
Canterra	AE 350	1	36	Sud de l'île de Sable	3
Amoco	ADI 001-004	4	3	Vallée du Mackenzie	—
Canterra	ADI 005	1	11	Est de l'Arctique	—
Dome	ADI 006	1	7	Vallée du Mackenzie	—
Paramount	ADI 007-010	4	6	Vallée du Mackenzie	—
Phillips	ADI 011	1	3	Vallée du Mackenzie	—
PanCanadian	ADI 012	1	13	Vallée du Mackenzie	—
Suncor	ADI 013	1	5	Vallée du Mackenzie	—
Chevron	ADI 014-016	3	2	Delta du Mackenzie	—
Shell	ADI 017-019	3	8	Delta du Mackenzie	—
Westmin	ADI 020-022	3	12	Yukon	—
Petro-Canada	ADI 023-024	2	29	Vallée du Mackenzie	—
Suncor	ADI 025-028	4	4	Delta du Mackenzie	—
Gulf	ADI 029-036	8	44	Delta du Mackenzie	—
Provo Gas	ADI 037	1	8	Mer de Beaufort	—
Dome	ADI 038	1	6	Mer de Beaufort	—
113967 Ontario	ADI 039	1	12	Mer de Beaufort	—
Dome	ADI 040-041	2	15	Mer de Beaufort	—
Dome	ADI 042	1	2	Vallée du Mackenzie	—
Panarctic	ADI 043-046	4	23	Îles de l'Arctique	—
Placid Northern	ADI 047-049	3	13	Mer de Beaufort	—
Esso	ADI 050-065	16	65	Delta du Mackenzie/ Mer de Beaufort	—
Dome	ADI 066	1	3	Îles de l'Arctique	—
Panarctic	ADI 067-081	15	306	Îles de l'Arctique	—
Dome	ADI 082	1	14	Est de l'Arctique	—
Petro-Canada	ADI 184, 185A&B, 187	4	25	OCTHE**	—
Mobil	ADI 195-197, 200	4	37	OCTHE	—
Canterra	ADI 203	1	2	OCTHE	—
Petro-Canada	ADI 208	1	4	OCTHE	—
Petro-Canada	PP 1001	1	54	OCTHE	6
BP Resources	PP 1002	1	58	OCTHE	6

* *Y compris les permis de prospection et les attestations de découverte importante.*
** *Office Canada — Terre Neuve des hydrocarbures extracôtiers.*

Travaux de prospection

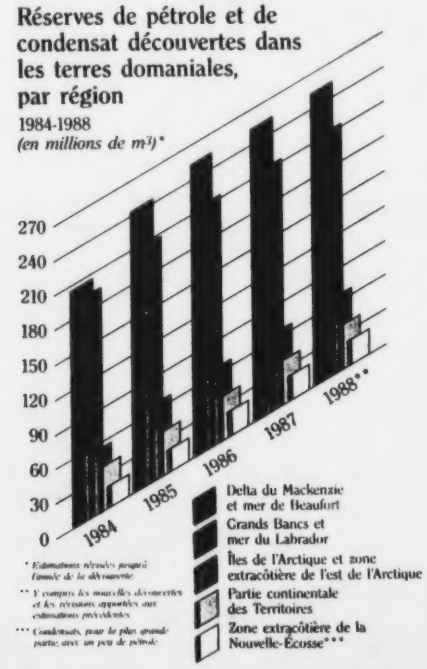
Réserves de gaz naturel découvertes dans les terres domaniales, par région
1984-1988
*(en milliards de m³)**



* *Estimations révisées jusqu'à l'année de la découverte*

** *Y compris les nouvelles découvertes et les révisions apportées aux estimations précédentes*

Réserves de pétrole et de condensat découvertes dans les terres domaniales, par région
1984-1988
*(en millions de m³)**



* *Estimations révisées jusqu'à l'année de la découverte*

** *Y compris les nouvelles découvertes et les révisions apportées aux estimations précédentes*

*** *Condensats, pour la plus grande partie, avec un peu de pétrole*

Au total, 18 puits de délimitation et de prospection étaient actifs en 1988 sur les terres domaniales. Ce chiffre légèrement plus élevé que celui de l'an dernier annonce la fin du déclin des activités de forage sur les terres domaniales. Seize puits ont été terminés en 1988, sept dans le Nord et neuf au large de la côte est. En fin d'année, les travaux de forage étaient en cours à un seul endroit au large de Terre-Neuve. Parmi les 18 puits actifs en 1988, huit étaient des puits de délimitation, ce qui indique que l'industrie s'affaire actuellement à confirmer l'étendue des réserves se trouvant dans les gisements connus en vue d'éventuels travaux de production. D'ailleurs, les travaux de forage sur six puits de délimitation ont été couronnés de succès. Des hydrocarbures ont également été découverts dans deux des dix puits de prospection (Amauligak 0-86 de Gulf et al et South Sable B-44 de Mobil et al).

Les travaux géophysiques, en particulier les levés tridimensionnels et les levés d'éventuels emplacements de forage, ont connu un regain en 1988, ce qui prouve encore une fois le désir de l'industrie de confirmer de futurs emplacements de forage.

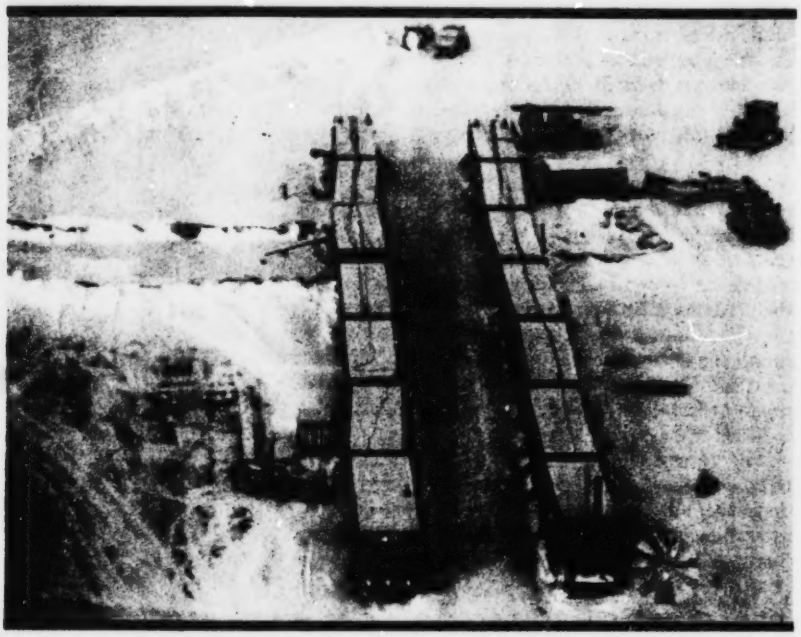
Le Nord

Le succès des travaux de forage de prospection et de délimitation à Amauligak dans la mer de Beaufort constitue le fait saillant des activités entreprises dans le Nord.

Mer de Beaufort et delta du Mackenzie

Dans le Nord, la mer de Beaufort reste la zone la plus importante en ce qui concerne les travaux de prospection. Plusieurs entreprises y ont effectué des travaux géophysiques et géologiques en 1988. Esso a terminé trois programmes sismiques, deux sur terre (dont un levé tridimensionnel à Taglu) et un en mer. Amoco a été fort occupée dans cette région : la société a terminé un programme sismique, mené plusieurs levés à haute résolution à des emplacements éventuels de forage dans la partie ouest de la mer de Beaufort et a effectué un vaste levé géochimique aéroporté sur l'ensemble de la mer de Beaufort. La société Geophysical Services Inc. a réalisé un levé sismique tridimensionnel dans la zone extracôtière. Pour sa part, Gulf a effectué un petit levé électromagnétique au-dessus de l'éventuel tracé d'un pipeline s'acheminant vers Amauligak.

Travaux de prospection



Le camp de forage du projet sismique tridimensionnel d'Esso à Taglu sur la rive est du delta du Mackenzie.
Photo de L. Richards.

Quatre puits de délimitation et un puits de prospection ont été forés en 1988. Les puits de délimitation ont tous été forés à partir d'un remblai situé sur la partie est du gisement Amauligak. Le puits Amauligak 2F-24 de Gulf et al, qui a été entamé à la fin de 1987, a été dévié vers le sud-ouest et abandonné au début de 1988 sans qu'il y ait eu d'essais. L'exploitant a ensuite foré le puits Amauligak 2F-24A de Gulf et al à un emplacement au nord du 2F-24 et a atteint la zone renfermant du gaz naturel à un endroit plus élevé de la structure. Le puits Amauligak F-24 de Gulf et al, qui avait été foré jusqu'à sa profondeur totale en 1987, a été mis à l'essai; il a débité du pétrole provenant de plusieurs zones à un rythme pouvant atteindre 1 096 m^3 par jour. Après l'abandon de ce puits, le puits Amauligak 2F-24B a été foré au même endroit que le 2F-24, puis dévié vers la partie nord-est du remblai. Les essais effectués sur le puits ont permis d'enregistrer des débits de pétrole allant jusqu'à 950 m^3 par jour.

Un seul puits de prospection, Amauligak 0-86 de Gulf et al, a été foré juste à l'ouest du champ Amauligak à partir de la plate-forme de forage flottante *Kulluk*. L'exploitant a effectué des essais pour découvrir des hydrocarbures dans un bloc faillé complètement séparé du gisement principal Amauligak et de la découverte de pétrole West Amauligak faite en 1986. Le gisement de pétrole et de gaz a débité du pétrole au rythme maximum de 1 059 m^3 par jour.

Partie continentale des Territoires

En 1988, plusieurs entreprises ont effectué des travaux de prospection dans la partie continentale des Territoires. Chevron a entrepris un levé sismique, un levé géologique du champ et un levé gravimétrique exhaustif à Fort Good Hope, dans les Territoires du Nord-Ouest. Mobil a effectué un petit levé sismique tridimensionnel dans cette même région. Shell et Petro-Canada ont réalisé des levés sismiques dans la partie méridionale des Territoires. Northcor a terminé un levé aéromagnétique de grande envergure le long de la frontière sud des Territoires du Nord-Ouest.

Trois puits de prospection ont également été forés pendant l'année. Les puits East MacKay I-55 de Conoco et al et North Little Bear L-21 de Conoco et al, situés au sud de Norman Wells, ont tous deux été abandonnés sans qu'il y ait eu d'essais. Devant ces résultats décevants, le puits Arrowhead 2B-76 de Shell et al a également été abandonné sans avoir été mis à l'essai.

Îles de l'Arctique

En 1988, il n'y a pas eu de travaux géologiques et géophysiques dans les îles de l'Arctique et aucun forage n'a été réalisé.

Zone extracôtière de l'est

Parmi les faits saillants de 1988 dans la zone extracôtière de l'est figurent la délimitation réussie des gisements Terra Nova et Whiterose dans le bassin Jeanne d'Arc, au large de Terre-Neuve, et la découverte de gaz naturel faite par Mobil au sud de l'île de Sable.

Zone extracôtière de Terre-Neuve

Plusieurs entreprises ont pris part à des travaux de prospection géophysiques au large de Terre-Neuve au cours de l'année. Les travaux se sont limités au bassin Jeanne d'Arc, à l'exception d'un vaste levé géochimique aéroporté effectué par Amoco. Chevron et Petro-Canada ont réalisé des levés sismiques, et Texaco et Petro-Canada ont effectué des levés à haute résolution d'éventuels emplacements de forage.

La zone extracôtière de Terre-Neuve a été la région la plus active des terres domaniales en ce qui concerne les travaux de forage. En effet, quatre puits de délimitation et cinq puits de prospection ont été forés. Husky a foré deux puits de délimitation à l'intérieur du périmètre de découverte importante Whiterose. Des hydrocarbures ont été découverts dans l'objectif principal du puits Whiterose E-09 de Husky/Bow Valley et al. Les essais effectués ont permis d'enregistrer des débits importants de pétrole et de gaz. Le deuxième puits, Whiterose A-90 de Husky/Bow Valley et al, situé à environ 4 km à l'est du premier puits, n'a pas trouvé sa section première de réservoir. L'exploitant a donc abandonné le puits sans avoir effectué d'essais.

Petro-Canada a continué sur sa lancée dans la région de Terra Nova avec le forage et la mise à l'essai de deux autres puits de délimitation. Le puits Terra Nova C-09 de Petro-Canada et al, situé dans la partie centrale de la structure, renfermait un réservoir de pétrole et a donné des débits journaliers de pétrole de 1 155 m^3. Le puits Terra Nova E-79, situé sur le flanc est de la structure, a également trouvé une section épaisse de réservoir qui a débité du pétrole au rythme maximum de 1 400 m^3 par jour.

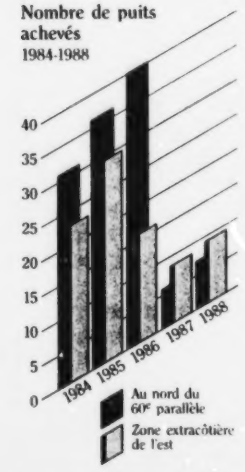
Par contre, les travaux de forage de prospection n'ont pas connu le succès des années précédentes. Le puits Avondale A-46 de Mobil et al était sec et a été abandonné. Le puits South Brook N-30 de Petro-Canada et al, situé au sud de Terra Nova, et le puits East Rankin H-21 de Chevron et al, situé au sud d'Hibernia, se sont également avérés secs, bien qu'on ait décelé la présence de pétrole lourd, et ont été abandonnés. Texaco et ses associés ont entamé un programme de forage de trois puits aux termes d'un accord d'amodiation avec Husky et ses associés. Le premier puits, South Merasheen K-55 de Texaco et al, était sec et a été abandonné sans qu'il y ait eu d'essais. Le deuxième puits de reconnaissance, Amethyst F-20 de Texaco et al, a été entamé à la fin de décembre. Les travaux de forage avaient débuté à la fin de l'année.

Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse

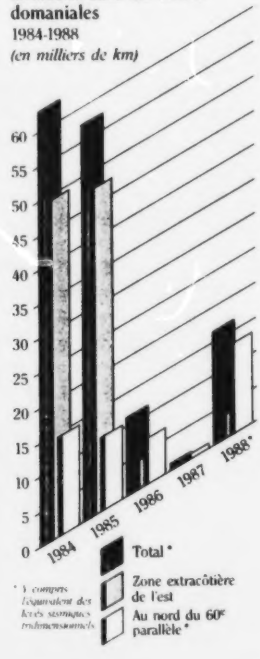
Cette région a connu très peu de travaux géophysiques en 1988. Mobil y a réalisé un sonar à balayage latéral de petite envergure et Shell, un seul levé d'un éventuel emplacement de forage.

En 1988, un seul puits de prospection, South Sable B-44 de Mobil et al, a été foré au sud de l'île de Sable. Ce puits qui a débité jusqu'à 594 881 m^3 de gaz naturel par jour, deviendra la vingt-deuxième découverte importante au large de la Nouvelle-Écosse.

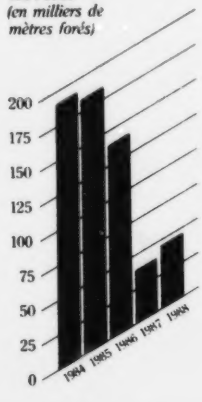
Nombre de puits achevés
1984-1988



Levés de sismique-réflexion effectués dans les terres domaniales
1984-1988
(en milliers de km)



Forages de prospection et de délimitation dans les terres domaniales
1984-1988
(en milliers de mètres forés)



Évaluation des ressources

Bon nombre des responsabilités de l'APGTC en matière de gestion des ressources exigent une compréhension approfondie de la géologie pétrolière, de la géophysique et du potentiel en hydrocarbures des terres domaniales.

Analyse du potentiel en hydrocarbures

L'APGTC effectue différents travaux d'évaluation pour connaître les ressources en hydrocarbures des terres domaniales du Canada. Parmi ces travaux figure l'évaluation régionale de bassins entiers ou de zones plus petites à l'intérieur de certaines régions, par exemple les zones que l'on propose d'aménager en parcs nationaux.

En 1988, l'APGTC et l'Institut de géologie sédimentaire et pétrolière, à Calgary, ont évalué le potentiel en hydrocarbures du bassin du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort. Selon les résultats de cette évaluation, les ressources pétrolières et gazières de la région se chiffreraient à 1,13 milliard de m^3 de pétrole et à 1,9 billion de m^3 de gaz naturel. Ces chiffres sont légèrement inférieurs à ceux publiés auparavant.

En 1988, l'APGTC a terminé une série d'évaluations géologiques du potentiel en hydrocarbures d'un parc national proposé pour l'île Banks et de parcs maritimes nationaux que l'on propose d'aménager dans le détroit de Lancaster et au large de l'île South Moresby, dans la zone extracôtière de l'ouest. L'APGTC a étudié les renseignements de base et compilé des données concernant le projet d'agrandissement de la réserve nationale de Nahanni, dans le sud des Territoires du Nord-Ouest. En outre, l'APGTC a évalué les ressources du nouveau parc national Grasslands, en Saskatchewan.

Les géologues de l'APGTC ont participé aux nombreux exercices de planification de l'utilisation des terres tenus pendant l'année en fournissant d'importants renseignements techniques sur les régions visées et en analysant les possibilités en hydrocarbures de ces régions. En 1988, les travaux ont surtout porté sur la Commission régionale de planification de l'utilisation des terres du détroit de Lancaster. Enfin, on a entamé le travail préliminaire en vue de la tenue d'exercices de planification de l'utilisation des terres dans la région de la mer de Beaufort, du delta et de la vallée du Mackenzie.

Travaux de recherche

L'APGTC, de concert avec le Centre canadien des levés (Projet RADARSAT), a évalué l'efficacité des levés faits au radar imageur à ouverture synthétique (SAR) pour cartographier les structures et directions géologiques souterraines dans le sud des Territoires du Nord-Ouest. Ces travaux ont donné lieu à un levé SAR expérimental au sud des Territoires du Nord-Ouest, près de Fort Liard, où les directions structurales souterraines sont déjà connues.

L'APGTC a collaboré avec le Conseil national de recherches et Teknica Resource Development de Calgary pour mettre au point les aspects techniques du projet Tekxpert. Ce projet vise à mettre sur pied un poste de travail interactif pour le traitement et l'interprétation des renseignements sismiques et de l'information sur les puits au moyen d'une intelligence artificielle. L'APGTC a étudié le projet et a recommandé que le Programme d'aide à la recherche industrielle le finance en partie.

L'APGTC a constitué un comité mixte industrie-gouvernement et l'a chargé d'examiner les effets des boues de forage à base d'huile sur l'évaluation géochimique des carottes et des déblais de forage. Le comité a lancé un projet de recherche dont l'objet est de définir plus précisément le problème et de trouver des solutions possibles. Ce projet, financé à même le Programme de recherche et de développement énergétiques, a été confié à la société Geofuels Inc. de Sydney, en Nouvelle-Écosse.

Conservation et mise en valeur des ressources

La technique de réservoir permet à l'APGTC de s'acquitter de ses responsabilités, de la réglementation des travaux de mise en valeur et de production du pétrole et du gaz naturel sur les terres domaniales et de la conservation de ces précieuses ressources non renouvelables.

Partie continentale des Territoires

Norman Wells

L'APGTC a continué de surveiller le projet d'expansion par injection d'eau de Norman Wells. Les travaux ont été fructueux : le débit de pétrole a augmenté, une hausse du niveau de pression dans le réservoir a été observée et le rapport gaz naturel-pétrole a diminué.

L'APGTC s'est servie de données datant de 1982 pour créer une base de données de production des puits de production et d'injection de Norman Wells. Cette base de données est mise à jour mensuellement et contient des données sur la production cumulative de chacun des puits.

En 1988, la production totale de pétrole du champ Norman Wells a atteint 1,728 million de m^3, ce qui représente une augmentation par rapport aux 1,531 million de m^3 produits en 1987. Le débit moyen de pétrole était de 4 721 m^3 par jour. La production cumulative de pétrole au 31 décembre était de 9,267 millions de m^3.

La production de gaz naturel a diminué, passant de 163 millions de m^3 en 1987 à 138 millions de m^3 en 1988.

Onze puits supplémentaires ont été forés en 1988, portant le nombre total de puits de production à 158 et celui des puits d'injection à 152.

Pointed Mountain

La production de gaz à partir du champ gazéifère de Pointed Mountain a continué de diminuer en 1988, et ce, de 2 millions de m^3, puisqu'elle est passée de 156 millions de m^3 en 1987 à 154 millions de m^3 en 1988. La production cumulative de gaz naturel à la fin de l'année se chiffrait à 7,985 milliards de m^3.

Mer de Beaufort

Gaz naturel du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort

Cette année, Esso et Shell se sont adressés à l'Office national de l'énergie pour obtenir des licences d'exportation en vue de produire et d'exporter le gaz naturel des gisements de la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort. Cette première étape du processus d'approbation réglementaire pourrait mener à la mise en valeur de quelque 302,9 milliards de m^3 de réserve de gaz naturel.

En fin d'année, l'APGTC examinait les estimations relatives aux réserves de gaz naturel et aux capacités de production des gisements gazéifères du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort. L'APGTC a également terminé une évaluation géologique et technique détaillée du champ Taglu, laquelle comportait des études bidimensionnelles et tridimensionnelles complètes de simulation par ordinateur. On prépare déjà le terrain pour réaliser des études semblables sur d'autres champs importants, entre autres Niglintgak, Parsons Lake, Amauligak et Issungnak.

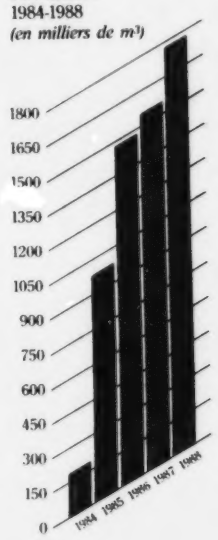
Amauligak

Gulf a terminé ses travaux de forage de délimitation sur le puits Amauligak F-24 à partir d'un remblai situé sur le côté est de la structure Amauligak. On a découvert d'importantes zones de pétrole et de gaz naturel aux puits F-24 et 2F-24B, qui ont débité quotidiennement jusqu'à 1 096 m^3 de pétrole et jusqu'à 670 000 m^3 de gaz naturel.

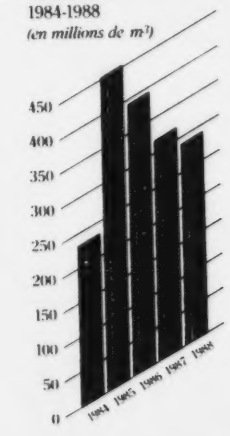
Ces travaux mettent fin à la phase de délimitation de la structure Amauligak, laquelle a mené au forage de six puits de délimitation après la découverte du gisement Amauligak J-44 en 1984. D'après les estimations, le champ contiendrait plus de 79,5 millions de m^3 de pétrole récupérable.

L'exploitant et l'APGTC ont entrepris l'analyse des données, y compris les données sismiques, les diagrammes des puits, les carottes, les analyses de fluides, les résultats des essais aux tiges et les résultats des essais de production. On prévoit par ailleurs réaliser un examen global des aspects géologiques et techniques du réservoir du gisement, ce qui permettra d'évaluer les réserves, les systèmes de mise en valeur, le forage des puits de mise en valeur, les options en matière de production et les rythmes de production afin de maximiser la conservation des ressources.

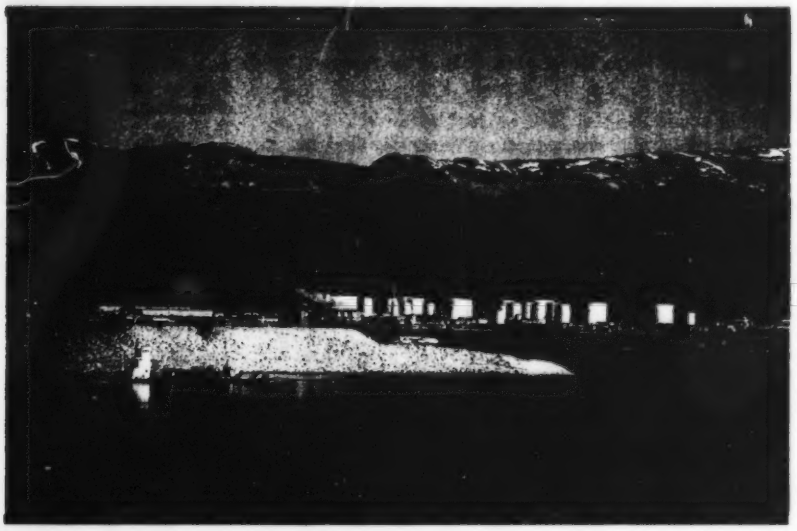
Production de pétrole dans les terres domaniales
1984-1988
(en milliers de m^3)



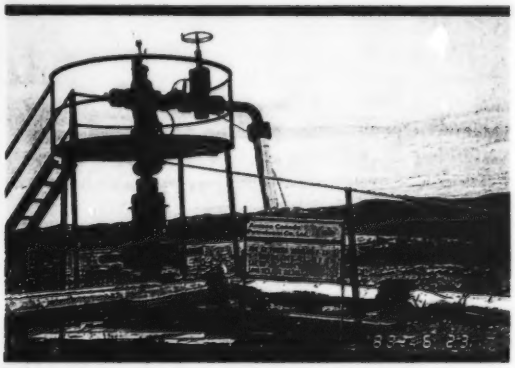
Production de gaz naturel dans les terres domaniales
1984-1988
(en millions de m^3)



Conservation et mise en valeur des ressources



Installation de production de Norman Wells. Photo de B. Moore.



Un puits de production de gaz à Pointed Mountain dans la partie sud des Territories du Nord-Ouest. Photo de W.F. Neeser.

Îles de l'Arctique

Bent Horn

Pour une quatrième année consécutive, Panarctic a entrepris la production saisonnière au champ pétrolifère Bent Horn sur l'île Cameron et a expédié, par pétrolier, du pétrole aux marchés du sud. Un premier chargement de 23 761 m^3 de pétrole partait le 12 août à bord du *Arctic*. En cours de route, quelque 1 700 m^3 de pétrole ont été déchargés à Resolute pour la Commission d'énergie des Territoires du Nord-Ouest. L'*Arctic* est retourné à Bent Horn le 4 septembre, où il a reçu un deuxième chargement de pétrole, celui-ci de 23 200 m^3. Après cette expédition, on a continué de produire du pétrole et de l'entreposer dans les installations de Bent Horn en prévision de la prochaine saison d'expédition. En 1988, la production globale du gisement de pétrole Bent Horn a été de 54 894 m^3.

Zone extracôtière de Terre-Neuve

Champ pétrolifère Terra Nova

Le programme de délimitation préliminaire de la structure Terra Nova a pris fin en 1988 avec la complétion des puits Terra Nova C-09 et Terra Nova E-79. Les travaux de délimitation effectués sur ces puits ont été couronnés de succès et ont permis d'étendre les limites connues de l'excellent réservoir de la structure. Les essais réalisés aux puits ont permis d'enregistrer des débits de pétrole pouvant atteindre 1 400 m^3 par jour.

Ce programme porte à sept le total des puits de délimitation forés à la suite de la découverte du gisement Terra Nova K-08 faite en 1984. L'exploitant, Petro-Canada, a annoncé son intention d'entreprendre une étude de faisabilité technique relative aux autres méthodes de mise en valeur. Il devrait décider, au plus tard en septembre 1989, s'il présente une demande de plan de mise en valeur.

Hibernia

Deux rapports portant sur le gisement pétrolifère Hibernia ont été achevés au cours de l'année. Le premier s'attarde à la géologie, aux données sur l'analyse du réservoir et aux calculs du volume des réserves du gisement. Le deuxième renferme les résultats de l'étude de simulation du réservoir. L'APGTC a communiqué les résultats de ces études à l'Office Canada—Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers, qui en avait fait la demande. Les rapports fournissent également les estimations relatives au pétrole récupérable et au rythme de production du champ Hibernia.

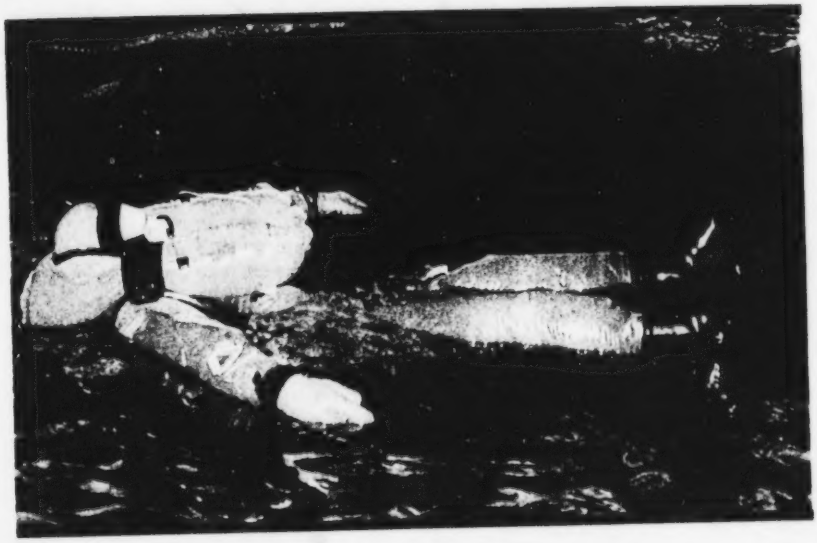
Protection du travailleur

En 1988, l'APGTC a travaillé en étroite collaboration avec les ministères fédéraux de l'Énergie, des Mines et des Ressources et des Affaires indiennes et du Nord canadien, les provinces ayant des accords, la Colombie-Britannique, les Territoires du Nord-Ouest, le Yukon et l'Office Canada—Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers pour mettre au point le projet de modification des dispositions de la *Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz* relatives à la sécurité et aux exigences techniques, de même que les dispositions correspondantes des lois de mise en œuvre des accords de l'Atlantique et de la Nouvelle-Écosse. Ces travaux ont amené l'APGTC à présider deux réunions tenues avec l'Association pétrolière du Canada pour connaître l'opinion de l'industrie quant aux modifications proposées. Vers la fin de l'année, l'APGTC préparait les instructions pour la rédaction des amendements à l'intention du ministère de la Justice.

Santé et sécurité au travail

Selon un protocole d'entente conclu avec Travail Canada, l'APGTC doit voir à la santé et à la sécurité du personnel engagé dans des activités de prospection, de production, de traitement, de conservation ou de transport du pétrole et du gaz sur les terres domaniales, et ce, conformément à la Partie IV du *Code canadien du travail* et au *Règlement sur l'hygiène et la sécurité professionnelle (pétrole et gaz)*. Le Code énonce les droits fondamentaux des travailleurs et encourage la collaboration entre employeurs et employés pour régler tout ennui lié à la santé et à la sécurité au travail. Chaque chantier doit maintenant avoir son comité ou son représentant de la santé et de la sécurité. Le ministre du Travail a nommé des ingénieurs et des inspecteurs de l'APGTC comme agents de sécurité qui devront voir à la santé et à la sécurité du personnel œuvrant là où se déroulent des travaux de prospection et de production.

En 1988, on a intégré au *Règlement sur l'hygiène et la sécurité professionnelle (pétrole et gaz)* le volet Système d'information sur les matières dangereuses utilisées au travail (S.I.M.D.U.T.). Ce système national renferme des informations sur les matières dangereuses utilisées au travail, veille à ce que les contenants de produits dangereux soient bien étiquetés et à ce que les employés reçoivent la formation et des fiches signalétiques appropriées en ce qui concerne la sécurité.



Mise à l'essai des combinaisons de survie au moment de l'élaboration des normes concernant ces combinaisons.

De concert avec le ministère de l'Énergie de Terre-Neuve, l'APGTC a également rédigé le règlement sur la santé et la sécurité au travail de la zone extracôtière de Terre-Neuve, règlement intitulé *Règlement sur l'hygiène et la sécurité (hydrocarbures) de Terre-Neuve*. L'Office Canada—Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers, le ministère des Mines et de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse, Travail Canada et le ministère du Travail de Terre-Neuve ont également offert leur appui pour la préparation de ce document. Par ailleurs, pour s'assurer de l'uniformité des normes sur la santé et la sécurité dans les terres domaniales, un protocole d'entente a été rédigé par les organismes fédéraux et provinciaux intéressés. Ce protocole stipule que l'Office Canada—Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers est chargé d'administrer toutes les lois relatives à la santé et à la sécurité pour les travailleurs du secteur pétrolier et gazier au large de Terre-Neuve.

Protection du travailleur

Installation H_2S au centre de formation PITS à Nisku.
Photo de Petroleum Industry Training Services.

Domaine du forage

Le mois de septembre a marqué l'entrée en vigueur des modifications au *Règlement sur le forage des puits de pétrole et de gaz naturel du Canada.* Certaines de ces modifications donnent suite aux exigences du *Comité mixte permanent des règlements* et sont le fruit de longues années de correspondance avec le comité. D'autres, plus générales, concernent la mise à jour des codes et des normes énoncés dans le règlement ou constituent des changements minimes visant à assurer la conformité avec d'autres règlements en vigueur.

En 1988, des représentants de l'APGTC, du ministère de l'Énergie de Terre-Neuve, du ministère des Mines et de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse et de l'Office Canada—Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers ont formé un comité chargé de revoir le *Règlement sur le forage* pour en faire la mise à jour technique de façon à ce que seulement les pratiques les meilleures et les plus sûres soient suivies sur les terres domaniales. En outre, l'examen servira à éliminer les dispositions relatives à la santé et à la sécurité au travail figurant déjà dans le *Code canadien du travail.* Selon le comité, l'ébauche du nouveau *Règlement sur le forage* pourra être distribuée à l'industrie au début de 1989, qui pourra par la suite faire ses commentaires.

Domaine de la production

L'industrie pétrolière et les organismes de classification se sont penchés sur l'ébauche du *Règlement sur les installations de production* qui traite des exigences techniques pour la conception, la construction, l'installation, l'exploitation et l'entretien des installations de production. Le Règlement prévoit en outre que les installations doivent faire l'objet d'une analyse sur la sécurité pour assurer la protection des travailleurs et de l'environnement aussi longtemps que l'installation de production est utilisée.

L'APGTC a élaboré des lignes directrices relatives aux plans de mise en valeur. Conçues pour aider les exploitants à respecter la *Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz* et, par le fait même, à obtenir l'approbation du ministre pour effectuer des travaux de mise en valeur, ces lignes directrices indiquent quels renseignements doivent être inclus dans les demandes de plan de mise en valeur. Elles expliquent également les exigences relatives à l'énoncé des répercussions environnementales et socioéconomiques, au plan de protection de l'environnement, aux plans d'urgence, au traitement des déchets, au contrôle des répercussions et aux stratégies de mitigation.

Enfin, et ce, pour assurer la protection des travailleurs et de l'environnement, l'APGTC a rédigé un règlement concernant la conception, la construction et l'exploitation des pipelines extracôtiers. Ce règlement en est actuellement à l'état d'ébauche et les ministères provinciaux, territoriaux et fédéraux, ainsi que les offices régionaux qui s'occupent de la réglementation des pipelines extracôtiers, se consultent à ce sujet. L'APGTC consultera l'industrie en 1989.

Domaine géophysique

L'industrie pétrolière, les ministères provinciaux, territoriaux et fédéraux intéressés ainsi que l'Office Canada—Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers ont étudié le projet du *Règlement sur les travaux géophysiques relatifs au pétrole et au gaz du Canada* et celui du *Règlement sur les travaux géophysiques relatifs au pétrole et au gaz exécutés dans la zone extracôtière de Terre-Neuve.* À la fin de l'année, ces règlements étaient prêts à paraître dans la *Gazette du Canada.*

Travaux de plongée

Le *Règlement sur les opérations de plongée relatives au pétrole et au gaz naturel du Canada* et le *Règlement sur les opérations de plongée relatives aux hydrocarbures de la zone extracôtière de Terre-Neuve* sont entrés en vigueur en décembre. Ces règlements énoncent les exigences minimales en ce qui concerne la formation et l'expérience des plongeurs et du personnel qui travaille dans ce domaine. En outre, les règlements traitent de la sécurité et des aspects techniques de l'équipement de plongée de même que les différents types de travaux de plongée.

Domaine maritime

En 1988, l'APGTC et la Garde côtière canadienne ont formé des comités techniques régionaux chargés des questions relatives aux navires de soutien qui accompagnent les plates-formes de forage. Les comités doivent étudier les exemptions demandées par les exploitants pour voir s'il est possible de leur accorder des équivalences.

Par ailleurs, le Comité technique national de l'APGTC et de la Garde côtière canadienne a effectué plusieurs modifications aux Normes concernant les navires de soutien. Ces modifications donnent suite aux recommandations faites par les propriétaires, les exploitants et les arpenteurs maritimes. La plus importante consistait à autoriser le transport à bord d'une quantité et d'un type limité de cargaison pendant que le navire était en service.

Comité consultatif de la sécurité

Avec l'Association pétrolière du Canada, l'APGTC a présidé le Comité consultatif de la sécurité sur les terres domaniales. Ce comité étudie tous les nouveaux projets de réglementation en vue d'encourager la sécurité des travailleurs de l'industrie, et il est composé de représentants des offices extracôtiers, du ministère de la Santé et du Bien-Être, de la Garde côtière canadienne et des associations industrielles. Ses membres voient à ce que l'on accorde à la question de la sécurité les meilleurs conseils techniques et administratifs possibles.

Normes relatives aux combinaisons de survie

L'APGTC préside le comité chargé d'élaborer des normes relatives aux combinaisons de survie. En 1988, le Comité des combinaisons de survie a rédigé la norme sur les combinaisons d'évacuation et celle sur les combinaisons de travail, lesquelles énoncent les critères de conception et de rendement des combinaisons de survie et de travail. L'Office des normes générales du Canada doit publier ces deux normes en 1989, et les exploitants bénéficieront d'un délai suffisant pour leur permettre d'observer ces normes.

Code de l'Association canadienne de normalisation pour les installations extracôtières

L'APGTC siège aux comités techniques et au comité d'orientation de l'Association canadienne de normalisation (ACNOR), qui ont été constitués en 1984 pour mettre au point un code devant régir la conception, la construction et la mise en place des installations extracôtières fixes. Les normes préliminaires ayant trait aux critères de conception, aux charges, aux fondations, aux structures d'acier et de béton, ainsi qu'aux opérations en mer ont été publiées en 1988. L'APGTC et l'ACNOR ont également entrepris la vérification et la révision des aspects techniques et pratiques du code, ce qui comprend l'étude et la révision des normes préliminaires et la vérification attentive des exigences techniques des normes.

Formation en matière de sécurité

En 1988, l'APGTC a siégé au comité technique chargé de mettre sur pied un programme de formation pour protéger les travailleurs des effets nocifs des gaz d'hydrogène sulfuré (H_2S), gaz normalement associés au pétrole et au gaz naturel souterrains. Constitué de représentants de l'industrie et des provinces de l'ouest, ce comité a conçu trois cours de degré de difficulté croissant. Le premier porte sur la détection d'H_2S et sur les techniques de sauvetage de base; le deuxième porte sur les manœuvres de sauvetage en cas d'incident; enfin, le troisième est conçu pour ceux qui ont à enseigner les cours relatifs au gaz H_2S. Les employés qui travaillent en présence de H_2S sont maintenant tenus de suivre le cours qui correspond à leurs fonctions.

De concert avec la Garde côtière canadienne, l'APGTC a élaboré un règlement sur la certification et l'affectation du personnel pour la formation du personnel technique et de surveillance qui travaille sur les unités mobiles de forage en mer ou les installations de production. Au moment de l'entrée en vigueur du règlement en 1989, les cadres devront avoir les qualifications pertinentes à leur poste pour les champs pétrolifères et le secteur maritime.

Inspections

L'APGTC a par ailleurs effectué des inspections régulières des installations de prospection et de production afin d'évaluer si les activités en cours se déroulent en toute sécurité et avec efficacité, et de s'assurer que ces dernières sont conformes aux règlements. En 1988, l'Administration a procédé à 26 inspections des plates-formes de forage et à six inspections des installations de production sur les terres domaniales.

Formation de modèles de glace à la suite de l'interaction de la glace et des structures
Photo de Ressources Gulf Canada Ltée

Protection du travailleur

ACCIDENTS AVEC PERTE DE TEMPS DANS LES TERRES DOMANIALES EN 1988

	Heures-personnes sur les lieux de travail		Accidents avec perte de temps		Fréquence des accidents	
	Installation de forage	Navire de service et de secours	Installation de forage	Navire de service et de secours	Installation de forage	Navire de service et de secours
					(accidents avec perte de temps/ 10^6 heures-personnes)	
Partie continentale des Territoires	81 464	S/O	2	S/O	24.5	S/O
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	957 290	344 592	9	1	9.4	2.9
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O
Grands Bancs et mer du Labrador	482 402	197 184	11	7	22.8	35.5
Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse*	65 428	42 744	2	1	30.6	23.4
Total	1 586 584	584 520	24	9		

S/O : sans objet.
** Estimations.*

Accidents avec perte de temps

En 1988, le taux d'accidents survenus lors de travaux de forage a augmenté, passant de 9,7 en 1987 à 15,1. Le taux se calcule en multipliant le nombre d'accidents avec perte de temps par millions d'heures-personnes de travail. En 1988, il n'y a eu aucun accident avec perte de temps au cours de travaux de production sur les terres domaniales et aucun accident mortel lié à la prospection ou à la production pétrolière et gazière. Par contre, on a enregistré 11 accidents avec perte de temps au cours de travaux géophysiques.

Contrôle de l'environnement physique

Pour la troisième fois en trois ans, la mer de Beaufort a connu des conditions de glace très favorables. La banquise a quitté l'emplacement des travaux de forage, à Amauligak, plus tôt que d'habitude, ce qui a permis au *Kulluk* de commencer les travaux deux semaines plus tôt que prévu. Pendant l'été, les conditions de la glace sont demeurées très bonnes et on n'a observé aucune glace dangereuse à moins de 40 milles nautiques (76 km) de la zone de forage.

Le *Bow Drill 3* et le *Sedco 710* ont été utilisés dans la région des Grands Bancs au cours de la saison de banquise de 1987-1988. Les glaces ayant commencé à se former autour du *Bow Drill 3*, on a dû déplacer cette plate-forme à Marystown du 29 février au 18 avril. Le *Sedco 710* a également été amené à Marystown, du 31 mars au 12 avril. Bien que plusieurs icebergs se soient déplacés sur le nord des Grands Bancs, il y en a eu moins que d'habitude et ceux qui menaçaient les travaux de forage ont pu être remorqués loin des plates-formes de forage.

Recherche et développement

Le Programme de recherche et de développement énergétiques (PRDE) favorise l'acquisition de connaissances techniques pour permettre au gouvernement fédéral de s'acquitter de ses responsabilités en matière de réglementation pour la production de pétrole brut, de gaz naturel et d'électricité. L'APGTC préside le Comité du PRDE sur le génie maritime et encourage la recherche sur la construction des installations extracôtières, les interactions entre les glaces et les installations, la technologie de plongée et d'évacuation, et les critères environnementaux pour la conception des installations extracôtières. Plusieurs programmes de recherche lancés en 1988 ont porté sur les difficultés de conception et de construction associées aux activités pétrolières et gazières sur les terres domaniales du Canada. Vous trouverez ci-après la description des principaux projets administrés par l'APGTC.

Protection des pipelines sous-marins contre l'affouillement par les glaces

Ce projet a pour objet de déterminer à quel moment l'affouillement par les glaces menace les pipelines extracôtiers dans la mer de Beaufort. En 1988, on a étudié les effets de l'affouillement par les glaces sur le sol autour d'un pipeline sous-marin enfoui sous terre. Les données recueillies correspondent aux conditions normales de la mer de Beaufort. Les résultats de l'étude seront intégrés à un programme informatique qui permettra de déterminer le mouvement du sol et les autres effets de l'affouillement par les glaces sur les pipelines sous-marins.

Structures de rétention du sol

De concert avec l'industrie pétrolière, l'APGTC a élaboré des méthodes fiables d'analyse des structures de rétention du sol, entre autres les plates-formes de forage montées sur caissons, qui sont soumises aux pressions des charges cycliques causées par le mouvement des glaces. L'APGTC et l'université d'Ottawa ont organisé un atelier regroupant des experts et des concepteurs d'envergure internationale pour étudier divers modèles du sol servant à décrire le comportement du sol soumis aux charges cycliques.

Les modèles ont servi lors de l'étude d'une plateforme montée sur caissons dans la mer de Beaufort, étude à laquelle participaient également le Centre géoscientifique de l'Atlantique et le United States National Science Foundation. Les résultats indiquent que les techniques de conception utilisées dans le cas des structures terrestres soumises à des charges sismiques ne conviennent pas aux structures extracôtières soumises aux charges des glaces.

Le système LORS permet à l'embarcation de sauvetage d'être rattachée au navire de récupération pendant le transfert du personnel. Photo de Husky Oil, projet de la côte est.

Interactions entre les glaces et les structures

Parmi les nombreux projets que coordonne un sous-comité co-présidé par l'APGTC et Travaux publics Canada, il en est un, parrainé par l'APGTC, qui porte sur la collecte de données relatives aux interactions entre les glaces et les structures artificielles fixes. En 1988, ce projet a permis d'examiner les charges exercées sur le *Molikpaq* par l'ensemble des glaces et par les glaces locales.

Technologie en matière d'évacuation

En mai 1988, l'APGTC dispensait à St. John's, dans la province de Terre-Neuve, un atelier sur la sécurité pour établir les priorités en matière de recherche-développement en ce qui concerne le matériel d'urgence et le sauvetage en mer. Étant donné que les hélicoptères ont la préférence pour l'évacuation des unités mobiles de forage en mer et qu'ils sont utilisés pour le relais normal des équipes de travail, l'atelier portait surtout sur la recherche relative à la sécurité des travaux extracôtiers pour lesquels on utilise des hélicoptères.

Protection du travailleur

L'APGTC, de concert avec l'industrie, joue un rôle de premier plan dans la promotion de la sécurité en hélicoptère au large des côtes. L'APGTC finance notamment une étude relative à l'évacuation sûre des hélicoptères ayant tombé en mer. Dans le même esprit, l'Association pétrolière du Canada a commandé une analyse de tous les accidents connus et pertinents impliquant des hélicoptères. Dans le cadre d'un contrat, le PRDE dirige des études relatives au matériel d'urgence qui doit se trouver à bord des hélicoptères. Une évaluation critique du matériel des héliports des unités mobiles de forage en mer suivra.

Installation de récupération des personnes à bord de bateaux de sauvetage

Les essais en mer de l'installation de récupération des personnes à bord de bateaux de sauvetage (LORS) se sont terminés à la fin de 1987. Un rapport préparé en 1988 sera publié en 1989 dans le cadre de la série de rapports techniques du PRDE. Le projet bénéficie d'une aide financière de l'APGTC, par le biais du PRDE, et des gouvernements de Terre-Neuve et de la Nouvelle-Écosse, de Husky/Bow Valley et du ministère de l'Énergie du Royaume-Uni. Lors des essais en mer, les vagues atteignaient 6,7 m et les vents 28 nœuds. Grâce au bras de liaison du prototype LORS, l'embarcation de sauvetage est retenue le long du navire de récupération, par mer calme à modérée, pendant que les occupants sont transbordés à bord du navire de récupération.

Critères environnementaux de conception des installations extracôtières

En prévision d'éventuels projets de mise en valeur dans le sud de la mer de Beaufort, l'APGTC a consulté le Service de l'environnement atmosphérique du ministère de l'Environnement pour effectuer des prévisions *a posteriori* relatives aux vents de tempête. L'APGTC a également travaillé avec le ministère des Pêches et des Océans pour effectuer pareilles prévisions, mais pour les vagues et les courants marins. Ces études ont servi à monter une importante base de données sur la région, ce qui permettra d'établir des critères environnementaux pour les futurs travaux.

Une autre étude, comprenant la création d'un programme informatique destiné à évaluer les méthodes de conception et d'exploitation des structures de production pétrolière et gazière flottantes soumises aux effets des glaces et à des mers agitées, sera également mise au point. La société Det Norske Veritas de Calgary dirige cette étude qui est subventionnée par Mobil, Elf Aquitaine, British Petroleum et l'APGTC.

Interactions entre les fonds marins et les vagues

Ce programme de recherche regroupe chercheurs en génie géotechnique et experts du domaine de l'érosion hydraulique pour analyser les interactions entre les fonds marins et les vagues. Les prévisions quant aux réactions du fond marin et du remblai sous-marin aux vagues ont été comparées aux résultats obtenus en laboratoire, surtout en ce qui concerne la liquéfaction du sol. D'autres travaux seront effectués pour comprendre le lien existant entre le transport des sédiments et la rupture géotechnique du fond marin causée par la liquéfaction et l'instabilité de la pente. Ce programme de recherche permettra d'améliorer les techniques de modélisation physique et numérique qui servent à prévoir l'érosion du fond marin et l'installation des structures montées sur des caissons.

Cartes des risques sismiques sur les terres domaniales du Canada

Lors de la conception et de l'exploitation d'installations extracôtières, on doit tenir compte des risques de tremblement de terre. Une subvention accordée par le biais du PRDE a permis à l'APGTC de superviser la préparation d'une série de cartes des risques sismiques pour les zones extracôtières de l'est du Canada, du Nord, c'est-à-dire la mer de Beaufort et l'Arctique, et de l'ouest. Une fois terminées, ces cartes seront incorporées à une banque de données qui servira à établir de nouvelles normes canadiennes pour la conception, la construction et la mise en place d'installations extracôtières fixes.

Étude géotechnique

L'APGTC et le Centre géoscientifique de l'Atlantique ont étudié les révisions apportées à l'étude géotechnique de la mer de Beaufort, financée à même le PRDE. Cette étude a permis de mieux comprendre la structure et la stratigraphie de la section géologique peu profonde, en particulier les traits marquants et l'épaisseur du pergélisol. L'APGTC et l'industrie avaient recommandé que ces révisions soient apportées au projet l'année précédente.

Protection de l'environnement

Côte est

Banc Georges

Le 18 avril 1988, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources a décrété un moratoire environnemental sur le forage au banc Georges jusqu'en l'an 2000. Les gouvernements du Canada et de la Nouvelle-Écosse ont convenu que le moratoire devait devenir loi et l'ont enchâssé dans leurs lois de mise en œuvre de l'Accord Canada—Nouvelle-Écosse. Les lois modifiées stipuleront qu'un examen public indépendant doit avoir lieu avant le milieu de l'année 1999, examen qui portera sur les répercussions environnementales et socioéconomiques éventuelles des activités de prospection au banc Georges.

L'APGTC, le ministère des Affaires extérieures et les départements de l'énergie et de l'intérieur des États-Unis ont établi un processus de consultation informel pour encourager l'échange de connaissances sur les répercussions scientifiques et environnementales des travaux effectués au banc Georges.

La société Texaco a poursuivi son examen des résultats des études sur le terrain et en laboratoire qu'elle a réalisées dans le cadre d'un programme d'évaluation des répercussions des activités pétrolières et gazières sur les pêches du banc Georges. Des études menées en 1987 ont porté sur l'impact des déversements de pétrole, des boues et des déblais de forage, en particulier sur les pétoncles et les homards.

Côte ouest

Examen environnemental

En janvier, le Comité de coordination des questions environnementales du Pacifique a tenu sa réunion inaugurale. On a d'abord procédé à la nomination officielle des membres, puis adopté le mandat. Par ce mandat, le Comité est chargé de la mise en œuvre des recommandations de la Commission d'évaluation environnementale sur l'exploration pétrolière au large de la côte ouest, en fonction de la réponse produite par le gouvernement fédéral et celui de la Colombie-Britannique en juin 1987. Le Comité a mis sur pied un groupe de travail fédéral-provincial technique qui doit cerner les moyens de donner suite aux recommandations de la Commission ainsi que les besoins et les priorités en matière de recherche sur la zone extracôtière de l'ouest.

Caribou dans le nord du Yukon. Photo du Service canadien des parcs, Environnement Canada.

En juillet, le groupe de travail technique a dirigé un atelier dans le but d'élaborer un plan environnemental de gestion de la prospection des hydrocarbures extracôtiers en Colombie-Britannique. Le projet de plan d'action a été terminé en novembre et sera déposé devant le Comité en janvier 1989 aux fins d'étude.

En octobre, l'APGTC et le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique ont publié un rapport d'étape détaillé sur les activités fédérales-provinciales prévues ou en cours pour donner suite au *Rapport et recommandations de la Commission d'évaluation environnementale sur l'exploration pétrolière au large de la côte ouest* publié en avril 1986. Ce document donne un compte rendu de la recherche et du développement, de la planification d'urgence en cas de déversement de pétrole, des études océanographiques, des prévisions météorologiques et de l'évaluation des répercussions des travaux.

Protection de l'environnement

Tangon utilisé pour absorber le pétrole brut d'Amauligak lors d'un exercice de déversement de pétrole en hiver dans la mer de Beaufort. Photo de G. McCormick.

L'APGTC et le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique ont formé un comité consultatif fédéral-provincial *ad hoc* chargé d'étudier les aspects socioéconomiques de la planification de la prospection pétrolière au large de la côte ouest, et ont rédigé la première ébauche du mandat de ce comité. L'APGTC a donné son appui au ministère provincial pour la publication de la quatrième édition du bulletin *West Coast Offshore Update*, bulletin destiné à ceux qui s'intéressent à la prospection au large de la côte ouest. Ce numéro, distribué à la grandeur de la Colombie-Britannique, porte principalement sur les intitiatives prises par les deux gouvernements pour donner suite aux recommandations de la Commission et donne les faits saillants des travaux de recherche en cours.

Le Nord

Amauligak

Gulf, aidé de plusieurs organismes gouvernementaux, a simulé un déversement de pétrole en hiver en conformité avec le permis d'immersion de déchets en mer accordé par Environnement Canada. C'est du pétrole brut du puits Amauligak F-24 que Gulf a déversé sur la banquise côtière de la mer de Beaufort. Vu que les exercices précédents s'étaient principalement déroulés en été, il était important d'effectuer un exercice en hiver de façon à connaître les ressources nécessaires pour relever les durs défis posés par les conditions de forage hivernales. L'exercice comportait différentes techniques de brûlage qui doivent minimiser les dégâts advenant un véritable déversement.

On a ensuite procédé à un exercice des procédures d'alerte en cas d'urgence, qui font partie de la planification d'urgence d'Amauligak. Même si les résultats se sont avérés satisfaisants, l'exercice a permis de relever plusieurs points faibles qu'il faudra améliorer.

Planification de l'utilisation des terres

L'APGTC a continué de travailler en étroite collaboration avec les commissions régionales de la planification de l'utilisation des terres de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie ainsi que du détroit de Lancaster. L'Administration a présidé le Groupe de travail sur les initiatives régionales en matière de planification de l'utilisation des terres du détroit de Lancaster, un groupe de travail mixte du gouvernement et de l'industrie qui fournit aux commissions les renseignements techniques relatifs au potentiel en hydrocarbures, à la géologie pétrolière et aux méthodes de prospection. Le personnel de l'APGTC a également participé à des ateliers à Resolute, à Iqaluit et à Inuvik.

Consultations

Lignes directrices

De concert avec d'autres ministères, les offices régionaux du pétrole et du gaz et l'industrie, l'APGTC a terminé la rédaction de lignes directrices concernant le traitement et l'élimination des déchets causés par la prospection et la production pétrolière et gazière au large des côtes.

L'APGTC a évalué et mis à jour des lignes directrices dans les domaines suivants :

- procédures environnementales pour l'évaluation des répercussions;
- programmes météorologiques et océanographiques, et programmes de gestion des glaces;
- planification d'urgence;
- explosifs;
- boues de forage à base d'huile.

Le Groupe de travail sur les lubrifiants des liquides de forage a terminé son rapport sur les répercussions environnementales de l'utilisation du diesel comme lubrifiant des liquides de forage. Le groupe de travail a effectué d'autres consultations auprès de l'industrie en 1988 pour élaborer des lignes directrices relatives au contrôle des déversements de pétrole.

Évaluation environnementale

En 1988, l'APGTC était toujours un membre actif du Comité interministériel des évaluations environnementales, et a conseillé le Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales quant à la réforme des évaluations environnementales. Par ailleurs, l'APGTC a également continué d'étudier les méthodes d'évaluation des répercussions environnementales et a aidé à préparer un manuel qui prévoit la participation du public aux évaluations environnementales et à l'examen des projets.

L'APGTC s'est penchée sur les énoncés des incidences environnementales visant des concessions proposées par le U.S. Minerals Management Service des États-Unis. L'APGTC est en effet appelée à revoir de telles concessions lorsqu'elles risquent d'avoir un impact sur le Canada.

Conférence internationale sur les déchets de forage

Parce qu'elle l'a parrainée et organisée, l'APGTC a joué un rôle clé dans la Conférence internationale de 1988 sur les déchets de forage, qui a eu lieu à Calgary en avril. On y a discuté des effets de l'élimination et du traitement des déchets de forage déchargés sur terre et en mer. Le compte rendu de la conférence sera publié en 1989.

Plan d'action environnemental

À titre de membre du Groupe de travail interministériel sur les questions environnementales, l'APGTC a aidé à élaborer le plan d'action du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources sur l'environnement, surtout en ce qui a trait aux activités liées aux hydrocarbures extracôtiers.

Gros plan d'une île artificielle dans la mer de Beaufort qui porte des traces d'érosion causées par les vagues. Photo du Fonds pour l'étude de l'environnement.

Fonds pour l'étude de l'environnement

Le Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE) sert à financer les recherches environnementales et sociales pour faciliter la prise de décision quant à la prospection et à la mise en valeur pétrolière et gazière sur les terres domaniales. Administré par l'APGTC, le Fonds est lui-même financé par le biais des prélèvements perçus auprès des sociétés pétrolières et gazières qui détiennent des titres sur les terres domaniales. Le Comité d'étude de l'environnement a été constitué en 1988 et s'est réuni à deux reprises. Il a dressé son budget et a entamé une évaluation de l'efficacité de ce programme, évaluation qui aidera à diriger ses activités futures. Voici quelques-uns des rapports publiés récemment :

Protection de l'environnement

The Dynamics of Iceberg Grounding and Scouring (DIGS)

Le but de cette étude était d'évaluer le comportement de quatre icebergs qui se sont immobilisés par manque de tirant d'eau au banc de Makkovik dans la mer du Labrador. Les scientifiques soupçonnaient déjà que le roulement d'un iceberg instable venait modifier le fond marin : cette étude en a fourni la preuve puisqu'on a constaté que non seulement le fond marin est modifié par le labourage de l'iceberg mais que l'iceberg lui-même est sensiblement modifié par l'abrasion. Grâce aux obervations faites à l'aide d'un sous-marin de poche, et pour la première fois sur la plate-forme continentale canadienne, on a pu déceler au fond des traces un motif répétitif de minisillons dans le sens longitudinal. On pourrait en conclure que la dégradation commence déjà durant le passage de l'iceberg, au cours duquel une certaine redistribution du sol s'effectue suite à la rupture et à l'affaissement des remblais.

Cette étude multidisciplinaire de grande envergure a pu être réalisée grâce à des subventions du FEE et d'autres ministères. Le gouvernement, certaines universités et le secteur privé y ont participé.

Beaufort Sea Artificial Island Erosion Data

Une étude du terrain a été réalisée pour obtenir des données sur l'érosion d'une île artificielle de sable située dans la mer de Beaufort. Ces données, qui serviront au calibrage des modèles numériques des différents processus d'érosion, seront utiles à la conception des îles de la mer de Beaufort. Le calibrage fait au moyen de données recueillies sur le terrain se traduira par des spécifications techniques plus précises et une meilleure compréhension des processus d'érosion à long terme.

Guide to Dispersant-Use Decision Making for Oil Spills in the Canadian Southern Beaufort Sea

Ce guide, préparé à l'intention des responsables d'équipe œuvrant sur les lieux d'un déversement et des équipes chargées de leur faire des recommandations, aidera ces derniers à décider s'ils doivent utiliser ou pas des dispersants chimiques en cas de déversement de pétrole dans le sud de la mer de Beaufort. Il comprend :

- l'énoncé de la réglementation concernant l'utilisation de dispersants dans la mer de Beaufort;
- des renseignements de base sur les déversements de pétrole et sur la prise de décision quant à l'utilisation de dispersants dans la mer de Beaufort;
- un guide détaillé sur la prise de décision immédiate en cas de déversement dans la mer de Beaufort;
- une annexe comprenant les données utilisées pour réaliser les évaluations de la sensibilité environnementale présentées dans le guide.

Emplois et retombées économiques

Développements du Nord

En 1988, la légère hausse des activités qu'avait connu le Nord en 1987 s'est maintenue et s'est traduite par une hausse générale des emplois, surtout ceux qui concernent les habitants du Nord. L'expansion des travaux dans la mer de Beaufort explique en grande partie ce regain d'activité dans la région : Gulf a fait redémarrer sa deuxième plate-forme de forage, Esso a effectué des programmes sismiques tridimensionnels exhaustifs et Amoco et d'autres exploitants ont réalisé d'importants travaux géologiques et géophysiques au large.

Plus au nord, Panarctic a repris ses travaux saisonniers à Bent Horn et a expédié, par pétrolier, deux chargements de pétrole brut. Une partie de la production de Panarctic, quelque 1 700 m^3 de pétrole (trois p. cent des expéditions totales), a été vendue à la Commission d'énergie des Territoires du Nord-Ouest pour remplacer le combustible diesel qui vient du sud du Canada à grands frais. Le pétrole servira à faire fonctionner le générateur de Resolute.

En 1988, la recrudescence des activités de prospection dans la vallée du Mackenzie, en particulier les travaux sismiques, a permis aux habitants du Nord de se prévaloir d'autres nouveaux emplois. La coentreprise entre Chevron et Fort Good Hope a notamment créé de nombreux emplois pour les habitants de Fort Good Hope et des régions avoisinantes. Ces activités sont quelque peu venues compenser le ralentissement des activités lorsque la société Esso a terminé son programme de forage intercalaire à Norman Wells.

Au total, 1 575 emplois ont été créés par suite d'activités terrestres et extracôtières. Les habitants du Nord se sont vu confier 23 p. cent de ces emplois et seulement 25 étrangers travaillaient dans le Nord en 1988.

Développements de la côte est

Grâce à la signature de l'énoncé de principe régissant la mise en valeur du champ Hibernia, plusieurs contrats importants ont été conclus, notamment ceux relatifs aux levés de terrain près de Come-by-Chance, site des travaux de construction sur terre, et ceux de l'emplacement des travaux de production extracôtiers. En outre, trois impressionnants contrats de service ont fait l'objet d'appels d'offres :

- le contrat pour les services liés au projet, lequel comprend la conception technique et l'acquisition des plates-formes de forage et de production (c'est-à-dire les installations de surface);
- le contrat pour la conception technique, l'acquisition et la construction de la structure à embase-poids sur laquelle reposeront les installations de surface d'Hibernia;
- le contrat pour les installations de forage, qui comprend la conception, la construction et l'exploitation des deux plates-formes de forage montées sur des structures à embase-poids, ainsi que l'équipement de soutien et les modules connexes.

Déchargement de l'équipement et débarquement du personnel près de Tuktoyaktuk dans les Territoires du Nord-Ouest. Photo de G. McCormick.

C'est à St. John's, à Terre-Neuve, que Mobil a lancé en décembre 1988 un programme d'information à l'intention des fournisseurs, programme qui se poursuivra dans les autres grands centres canadiens. Mobil cherche en effet à faire connaître aux entrepreneurs canadiens les contrats inhérents au projet Hibernia et les exigences techniques auxquelles les soumissionnaires doivent se conformer pour pouvoir soumissionner.

Les activités de forage et les travaux connexes se sont poursuivis au même rythme dans les Grands Bancs. Le nombre d'emplois dans cette région s'est maintenu entre 300 et 706, le début de l'année étant marqué par une pointe alors que deux plates-formes de forage étaient exploitées. Parmi ces employés, 98 p. cent étaient canadiens.

On a foré un seul puits au large de la Nouvelle-Écosse, entre le 27 mars et le 8 juillet 1988. C'est en mai et juin que le nombre de travailleurs a atteint un maximum de 214, dont 98 p. cent étaient canadiens.

Emplois et retombées économiques

Programme des débouchés commerciaux canadiens

En 1988, l'APGTC est devenue membre sans droit de vote du conseil du Programme des débouchés commerciaux canadiens (PDCC) en même temps qu'Industrie, Sciences et Technologie Canada, ministère qui, lui, détient un droit de vote. Le PDCC, une initiative du secteur privé, se fait le porte-parole des fournisseurs, des acheteurs, des entrepreneurs, des experts-conseils et des associations qui composent l'industrie pétrolière. Il a pour but d'intensifier la participation des fournisseurs canadiens œuvrant dans le domaine de l'industrie du pétrole et d'encourager, à la grandeur du pays, la formation de sociétés canadiennes d'approvisionnement en biens et en services dans des domaines que les Canadiens n'exploitent pas à l'heure actuelle. Les divers chapitres régionaux des Maritimes, du Centre, de l'Ouest et du Nord se réunissent régulièrement pour promouvoir les objectifs du PDCC.

Équité en matière d'emploi

Au moment de l'entrée en vigueur de *la Loi sur l'équité en matière d'emploi* et de ses règlements, on n'a pu que constater, à la fin de 1987 et en 1988, que certaines dispositions de la loi et les lois relevant de l'APGTC se recoupaient. L'industrie et le gouvernement ont donc convenu que la *Loi sur l'équité en matière d'emploi* prévaudrait en ce qui concerne les rapports, relatifs aux activités réglementées par l'APGTC, que l'industrie pétrolière et gazière doit présenter.

TOTAL DES EMPLOIS LIÉS À L'ACTIVITÉ PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DANS LES TERRES DOMANIALES EN 1988

	Total de la main-d'œuvre*	Canadiens	Pourcentage de Canadiens
Partie continentale des Territoires	863	863	100
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	685	660	96
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	27	27	100
Grands Bancs et mer du Labrador	706	692	98
Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse	214	210	98
Total	**2 495**	**2 452**	**98,3**

** Représente le nombre approximatif d'emplois créés.*

TOTAL DES DÉPENSES ENGAGÉES PAR L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE DANS LES TERRES DOMANIALES EN 1988

	Prospection* (M$)	Mise en valeur (M$)	Production (M$)	Total (M$)	Au Canada (M$)	Pourcentage au Canada**
Partie continentale des Territoires	15,0	5,3	5,3	25,6	24,1	94,1
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	126,6	–	–	126,6	101,3	80,0
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	–	–	–	–	–	–
Grands Bancs et mer du Labrador	159,8	–	–	159,8	94,3	59,0
Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse	31,7	–	–	31,7	18,1	57,1
Total	**333,1**	**5,3**	**5,3**	**343,7**	**237,8**	**69,1**

** Y compris les dépenses liées aux travaux géophysiques.*
***Estimations d'après des données antérieures.*

Gestion des données

L'APGTC recueille, conserve et diffuse l'information découlant des activités géologiques et géophysiques, des activités de forage et de l'administration des droits de prospection et de mise en valeur. Le personnel de l'APGTC utilise ces données aux fins d'évaluation et les met à la disposition de l'industrie et du public une fois qu'elles ne sont plus considérées comme confidentielles.

Ces bases de données principales servent maintenant de cadre de travail intégré à la gestion des données au sein de l'APGTC.

Au cours des dernières années, l'APGTC a élaboré et instauré une base de données numériques pour faciliter la gestion des données. La première base de ce genre est le système d'information sur les terres. Elle renferme des données sur tous les accords et les permis relevant de l'APGTC. Le chargement de la base de données a pris fin au début de 1988.

De concert, l'APGTC et l'Office Canada—Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers ont élaboré un système informatisé de localisation des points de tir. Ce système sert à administrer les renseignements opérationnels, statistiques et géographiques de tous les programmes géologiques et géophysiques réalisés sur les terres domaniales. Après avoir mis en œuvre le système à la fin de 1987, on y a entré, en 1988, quelque 800 000 kilomètres linéaires de données sur la localisation des points de tir.

Un système de stockage et de récupération des données géologiques et des données sur le forage pour tous les puits en cours de forage ou déjà forés a également été mis sur pied à la fin de 1987. la fin de l'année, des données sur près de 2 000 puits avaient été entrées et les travaux de recherche et de vérification de l'information se sont poursuivis en 1988.

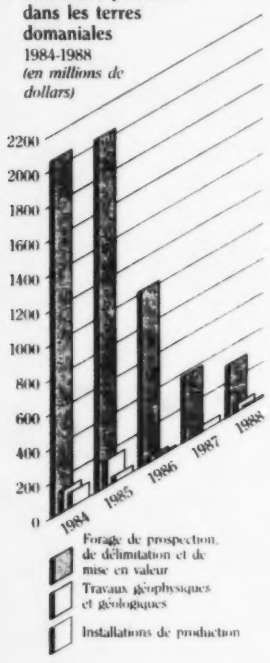
Résumé statistique par région

Terres domaniales 34
Partie continentale des Territoires 35
Delta du Mackenzie et mer de beaufort 38
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique 40
Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse 42
Annexe 1: zone extracôtière de Terre-Neuve 44

Terres domaniales

Résumé statistique

Dépenses engagées par l'industrie pétrolière dans les terres domaniales
1984-1988
(en millions de dollars)



BILAN DES ACTIVITÉS DANS LES TERRES DOMANIALES	1984	1985	1986	1987	1988
Permis (PP, AE* et ADI**) conclus	47	5	23	42	105
Puits entamés	120	99	60	48	25
Mètres forés	241 298	207 896	150 404	67 234	54 391
Puits achevés	123	103	70	50	27
Découvertes importantes	11	25	14	1	2
Travaux géophysiques exécutés	65	55	15	7	27
Levés de sismique-réflexion (km)	63 817	57 091	11 001	2 756	16 568
Mois-installations	236	199	133	41	37

** Accord d'exploration.*
*** Attestation de découverte importante.*

BILAN DES RÉSERVES DES TERRES DOMANIALES	PÉTROLE*		GAZ NATUREL	
	Découvertes (en millions de m^3)	Potentielles (en millions de m^3)	Découvertes (en milliards de m^3)	Potentielles (en milliards de m^3)
Côte ouest	0	50	0	270
Partie continentale des Territoires	37,2	95	20,8	312
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	253,2	1 112	308,5	1 918
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	65,7	873	416,4	3 156
Baie d'Hudson	0	127	0	88
Grands Bancs et mer du Labrador	212,0	1 192	146,8	1 286
Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse	22,9	318	162,4	663
Total	591,0	3 767	1 054,9	7 693

**Y compris les condensats.*

PRODUCTION DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL DANS LES TERRES DOMANIALES	1984	1985	1986	1987	1988
Production de pétrole (en milliers de m^3)					
Norman Wells	175,0	949,0	1 411,0	1 531,0	1 728,0
Bent Horn	—	29,5	17,5	34,5	54,9
Amauligak	—	—	50,0	—	—
Panuke	—	—	—	3,7	—
Production de gaz (en millions de m^3)					
Pointed Mountain	194,0	226,0	205,0	156,0	154,0
Norman Wells	41,0	227,0	188,0	163,0	138,0

Partie continentale des Territoires

Résumé statistique

BILAN DES TRAVAUX	1984	1985	1986	1987	1988
Puits entamés					
Puits de prospection et de délimitation	18	15	14	1	3
Puits de mise en valeur	67	39	14	35	11
Total	85	54	28	36	14
Puits achevés*					
Puits de prospection et de délimitation	15	17	14	2	3
Puits de mise en valeur	69	38	14	36	11
Total	84	55	28	38	14
Mètres forés	80 804	53 924	36 289	31 132	15 778
Puits de prospection et de délimitation	28 769	23 968	24 401	974	7 095
Puits de mise en valeur	52 035	29 956	11 888	30 158	8 683
Travaux géophysiques exécutés	20	17	7	5	9
Levés de sismique-réflexion (km)	5 371	5 819	2 095	149	1 729**

** Dans la partie continentale des Territoires, où les travaux de prospection se déroulent normalement en hiver, le puits est considéré achevé au cours de l'année où il atteint sa profondeur totale, même si les travaux de forage reprennent l'année suivante.*

*** Y compris l'équivalent des levés sismiques tridimensionnels.*

BILAN DES RESSOURCES	1984	1985	1986	1987	1988
Ressources découvertes*					
Gaz naturel (en milliards de m^3)	21,2	21,4	20,3	20,8	20,8
Pétrole (en millions de m^3)	52,3	51,0	51,0	37,2	37,2
Production de gaz naturel et de pétrole					
Pointed Mountain, gaz naturel (en millions de m^3)	194	226	205	156	154
Norman Wells, gaz naturel (en millions de m^3)	41	227	188	163	138
Norman Wells, pétrole (en milliers de m^3)	175	949	1 411	1 531	1 728

** Telles que signalées au cours des années précédentes.*

BILAN DES RETOMBÉES	1984	1985	1986	1987	1988
Installations de forage en exploitation	14	11	11	3	3
Mois-installations	47	31	33	13	6
Dépenses effectuées (en millions de dollars)					
Travaux géophysiques et géologiques	48,2	60,0	11,1	2,4	8,7
Travaux de prospection et de délimitation	49,5	69,3	54,1	4,4	6,3
Travaux de mise en valeur	72,1	35,2	14,3	27,0	5,3
Installations de production	86,1	23,5	5,6	30,5	5,3
Total des dépenses (en millions de dollars)	255,9	188,0	85,1	64,3	25,6

ÉTAT DES PARCELLES	1984	1985	1986	1987	1988
Permis (PP et ADI) conclus	7	0	0	24	18
Total des PP et des ADI en cours	34	34	30	29	30
Parcelles visées par des PP et des ADI (en millions d'hectares)	1,4	0	0	4,5	0,08
Parcelles rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)	0,1	3,1	3,3	4,7	0,9
Parcelles détenues par des sociétés (en millions d'hectares)	12,3	9,2	5,7	2,3	1,2

Partie continentale des Territoires

Résumé statistique

N° sur la carte	Nom du puits	Latitude Longitude	Installation de forage	Début ou reprise et fin des travaux	État ou résultat des travaux	Profondeur totale (en mètres)
1.	Conoco et al East MacKay I-55	64°44′43″N 125°39′44″O	Atco/Equtak 76	88-01-11 88-02-17	Bouché et abandonné	2 165
2.	Shell et al Arrowhead 2B-76	60°25′07″N 122°58′38″O	Hi-Tower 21	88-01-21 88-03-13	Bouché et abandonné	2 900
3.	Conoco et al North Little Bear L-21	64°40′40″N 125°50′25″O	Atco/Equtak 76	88-02-24 88-03-13	Bouché et abandonné	2 030

En 1988, les travaux d'abandon ont été achevés sur les puits suivants :

Briggs Rabbit Lake No. 1
Briggs Rabbit Lake No. 3
CPOG et al Labiche F-08
Socony Mobil WM Birch YT B-34
Candel DEC KMG et al East MacKay B-45

Delta du Mackenzie et mer de Beaufort

Résumé statistique

BILAN DES TRAVAUX	1984	1985	1986	1987	1988
Puits entamés					
Puits de prospection et de délimitation	6	19	17	3	3
Puits achevés*					
Puits de prospection et de délimitation	12	16	24	3	4
Mètres forés					
Puits de prospection et de délimitation	31 682	48 370	48 016	8 344	13 438
Travaux géophysiques exécutés	13	8	5	1	7
Levés de sismique-réflexion (km)	7 959	4 700	4 756	139	11 475**

** Dans la mer de Beaufort, où les travaux exécutés à partir des navires sont saisonniers et peuvent se prolonger durant plus d'une saison dans le cas de certains puits, le puits est considéré terminé durant l'année où il atteint sa profondeur totale.*
*** Y compris l'équivalent des levés sismiques tridimensionnels.*

BILAN DES RESSOURCES	1984	1985	1986	1987	1988*
Ressources découvertes**					
Gaz naturel (en milliards de m^3)	279,5	284,2	292,8	302,1	308,5
Pétrole (en millions de m^3)	130,4	183,1	193,2	253,2	253,2
Production de pétrole					
Amauligak (en milliers de m^3)	—	—	50,4	—	—

** Y compris les nouvelles découvertes et les révisions apportées aux estimations précédentes.*
*** Telles que signalées au cours des années précédentes.*

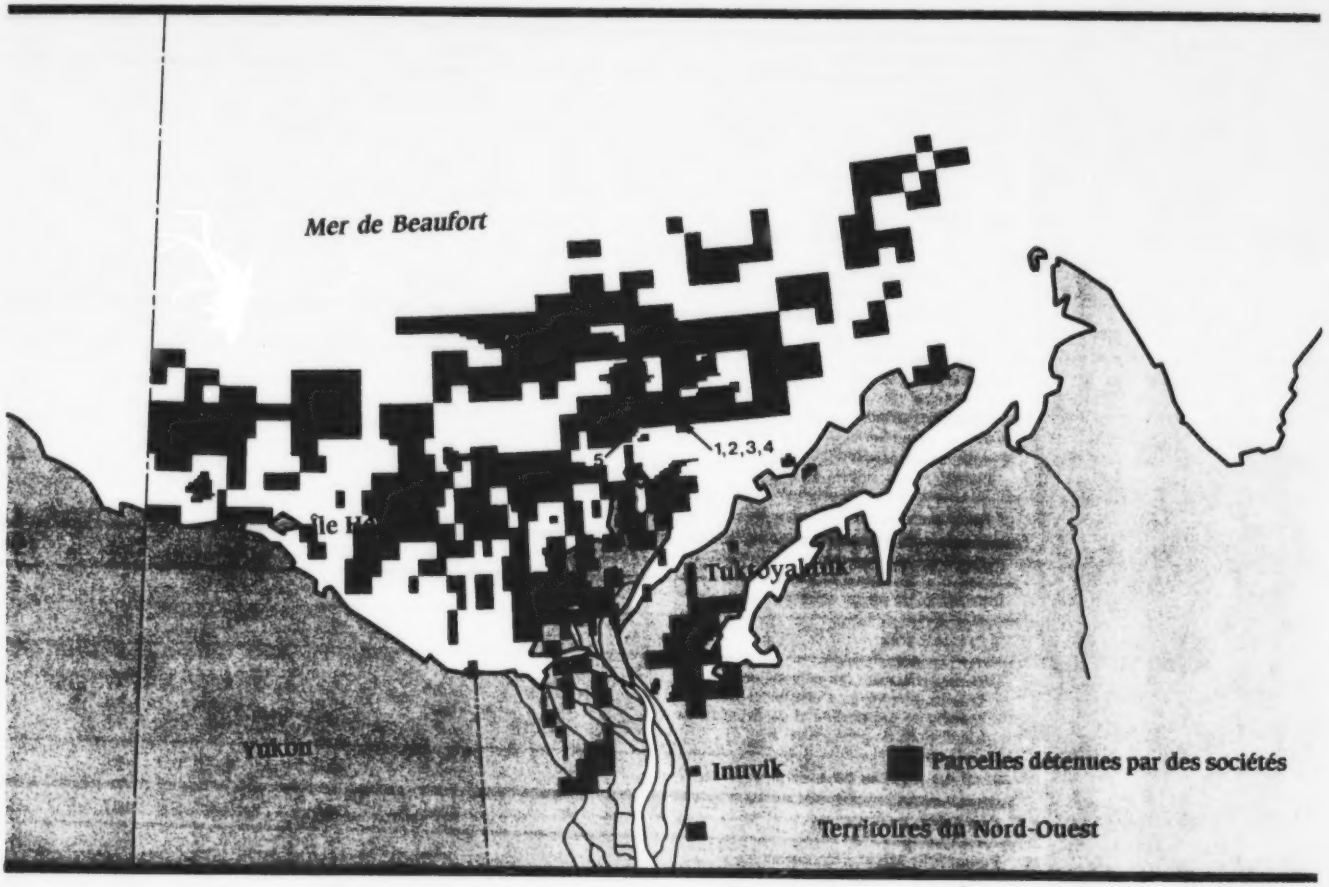
BILAN DES RETOMBÉES	1984	1985	1986	1987	1988
Installations de forage en exploitation	11	13	11	3	2
Mois-installations	39	43	43	5	10
Dépenses effectuées (en millions de dollars)					
Travaux géophysiques et géologiques	27,2	38,4	14,6	0,2	27,6
Travaux de prospection et de délimitation	786,4	760,5	391,5	108,6	99
Total des dépenses (en millions de dollars)	813,6	798,9	406,1	108,8	126,6

ÉTAT DES PARCELLES	1984	1985	1986	1987	1988
Permis (PP, ADI, LP*) conclus	9	0	0	11	49
Total des PP, ADI, LP en cours	24	23	23	28	59
Parcelles visées par des PP et des ADI (en millions d'hectares)	1,8	0	0	2,1	1,4
Parcelles rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)	0,3	1,6	3,1	1,4	2,1
Parcelles détenues par des sociétés (en millions d'hectares)	8,9	7,3	4,2	2,9	3,4

** Licence de production.*

Delta du Mackenzie et mer de Beaufort

Résumé statistique



N° sur la carte	Nom du puits	Latitude Longitude	Installation de forage	Début ou reprise et fin des travaux	État ou résultat des travaux	Profondeur totale (en mètres)
1.	Gulf et al Amauligak F-24 (puits de délimitation Amauligak)	70°03′17″N 133°37′49″O	Molikpaq	87-10-01 87-12-18 88-02-18 88-04-13 88-08-10 88-08-12	Bouché et abandonné, pétrole et gaz	5 260
2.	Gulf et al Amauligak 2F-24 (puits de délimitation Amauligak)	70°03′17″N 133°37′49″O	*Molikpaq*	87-12-22 88-01-29	Bouché et abandonné	4 260
3.	Gulf et al Amauligak 2F-24A (puits de délimitation Amauligak)	70°03′17″N 133°37′49″O	*Molikpaq*	88-01-30 88-02-17	Bouché et abandonné, gaz	3 760
4.	Gulf et al Amauligak 2F-24B (puits de délimitation Amauligak)	70°03′17″N 133°37′49″O	*Molikpaq*	88-04-15 88-08-07	Bouché et abandonné, pétrole et gaz	4 577
5.	Gulf et al Amauligak O-86	70°05′48″N 133°55′26″O	*Kulluk*	88-06-30 88-08-26	Bouché et abandonné, découverte de pétrole et de gaz	3 910

En 1988, Ressources Gulf Canada Ltée a foré un trou de carottage à Amauligak pour déterminer la nature et les caractéristiques du pergélisol sous-marin.

Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique

Résumé statistique

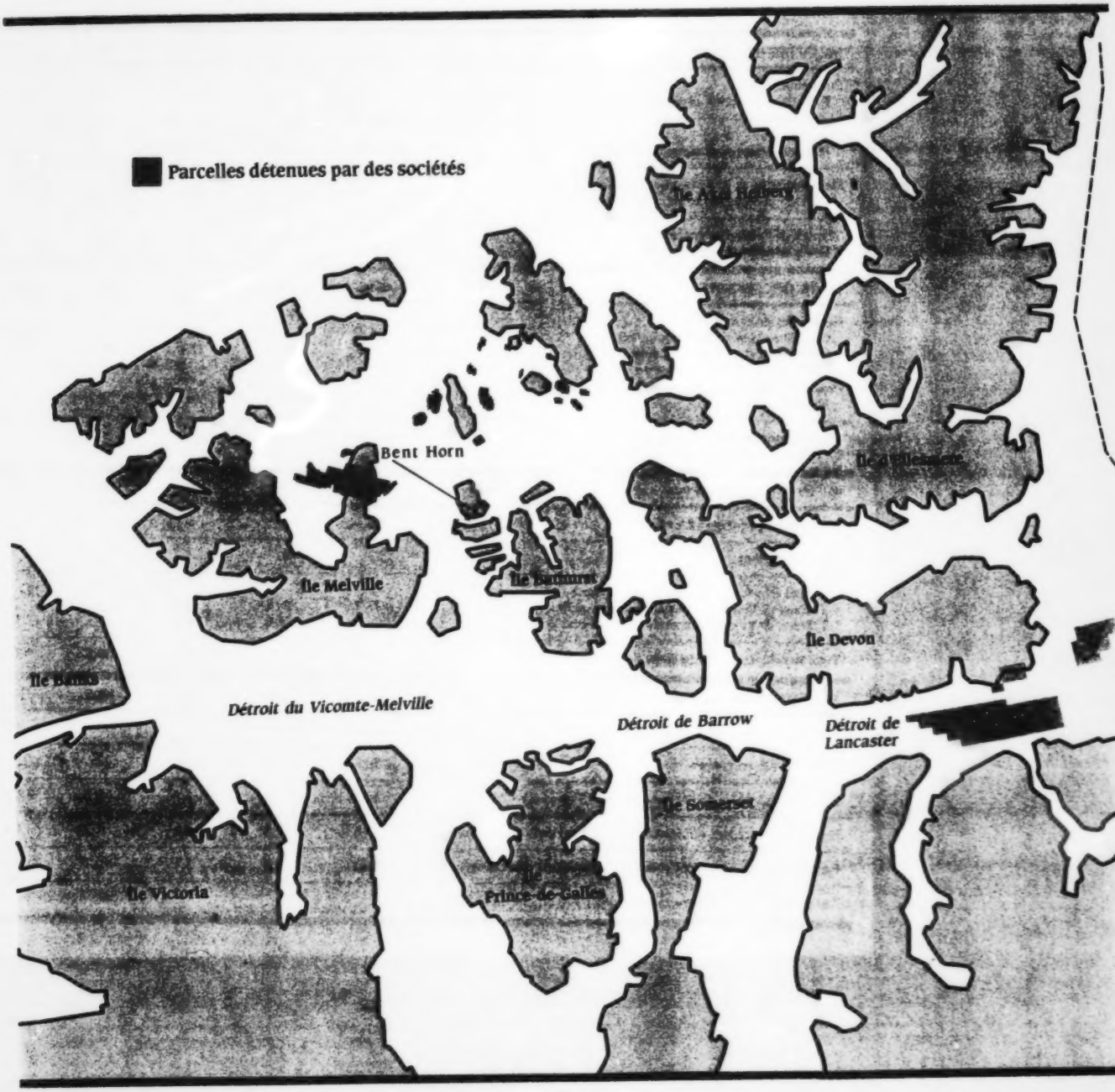
BILAN DES TRAVAUX	1984	1985	1986	1987	1988
Puits entamés					
Puits de prospection et de délimitation	3	3	2	1	0
Puits achevés					
Puits de prospection et de délimitation	4	3	2	1	0
Mètres forés					
Puits de prospection et de délimitation	11 007	6 185	4 940	689	0
Travaux géophysiques exécutés	1	0	0	0	0
Levés de sismique-réflexion (km)	601	0	0	0	0

BILAN DES RESSOURCES	1984	1985	1986	1987	1988
Ressources découvertes*					
Gaz naturel (en milliards de m^3)	390,1	415,7	416,4	416,4	416,4
Pétrole (en millions de m^3)	49,3	65,7	65,7	65,7	65,7
Production de pétrole					
Bent Horn (en milliers de m^3)	—	29,5	17,5	34,5	54,9

* *Telles que signalées au cours des années précédentes.*

BILAN DES RETOMBÉES	1984	1985	1986	1987	1988
Installations de forage en exploitation	4	3	2	1	0
Mois-installations	13	9	4	2	0
Dépenses effectuées (en millions de dollars)					
Travaux géophysiques et géologiques	4,6	0,2	0	0	0
Travaux de prospection et de délimitation	64,0	48,0	34,5	8,3	0
Installations de production	0	7,8	0,6	0,5	0
Total des dépenses (en millions de dollars)	68,6	56,0	35,1	8,8	0

ÉTAT DES PARCELLES	1984	1985	1986	1987	1988
Permis (PP, ADI et LP) conclus	3	1	1	3	24
Total des PP, ADI et LP en cours	24	25	21	16	30
Parcelles visées par des PP, ADI et LP (en millions d'hectares)	1,5	0,7	0,9	0,3	0,4
Parcelles rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)	0,9	1,4	8,9	5,9	0,6
Parcelles détenues par des sociétés (en millions d'hectares)	15,8	15,1	7,5	1,6	1,4



En 1988, les travaux d'abandon sur le puits BP et al Panarctic Hotspur J-20 ont été achevés.

Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse

(y compris le golfe du Saint-Laurent)

Résumé statistique

BILAN DES TRAVAUX	1984	1985	1986	1987	1988
Puits entamés					
Puits de prospection et de délimitation	14	10	6	3	1
Puits achevés					
Puits de prospection et de délimitation	13	14	8	3	1
Mètres forés					
Puits de prospection et de délimitation	71 046	47 064	29 744	9 583	5 208
Travaux géophysiques exécutés	17	14	2	1	2
Levés de sismique-réflexion (km)	21 587	26 814	613	195	0

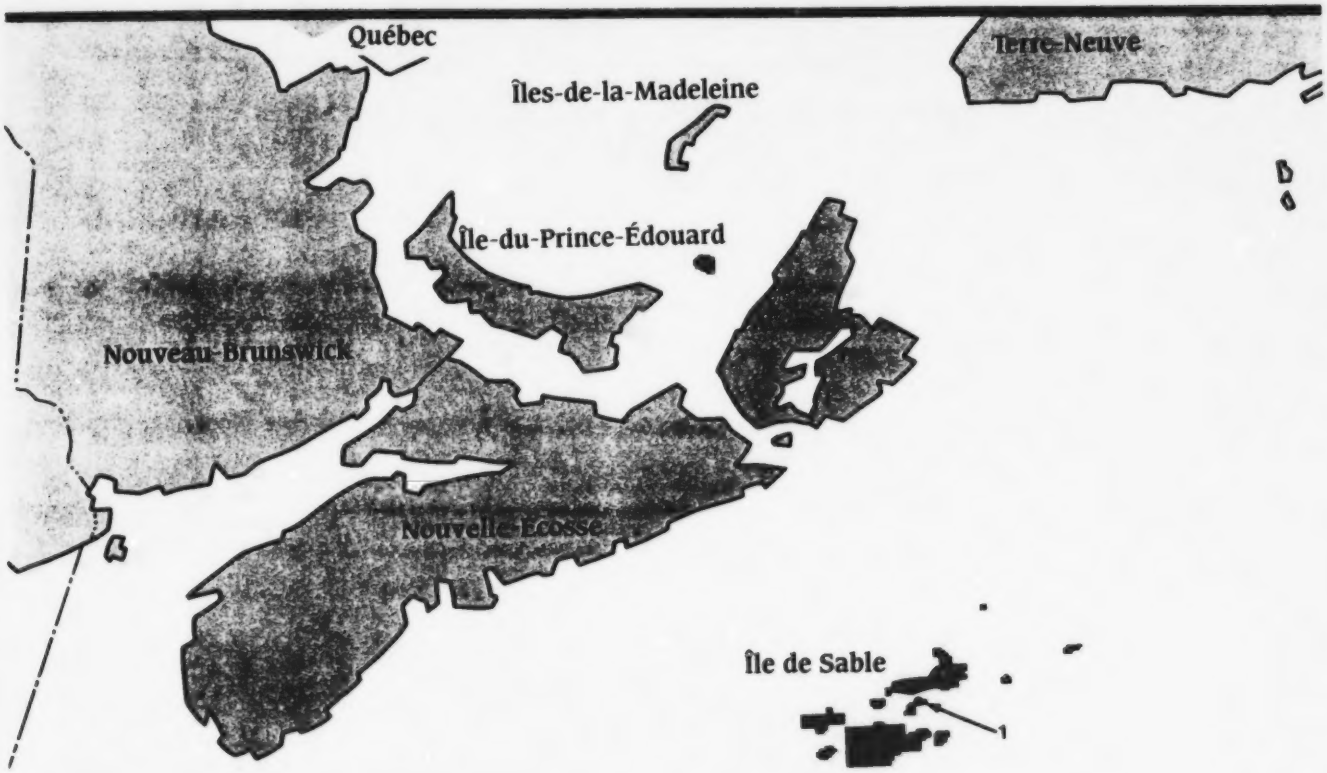
BILAN DES RESSOURCES	1984	1985	1986	1987	1988*
Ressources découvertes**					
Gaz naturel (en milliards de m^3)	122,6	127,4	150,6	160,9	162,4
Condensats et pétrole (en millions de m^3)	16,7	20,0	22,1	22,9	22,9
Production de pétrole (en milliers de m^3)					
Panuke	–	–	–	3,7	–

* *Y compris les nouvelles découvertes et les révisions apportées aux estimations précédentes.*
** *Telles que signalées au cours des années précédentes.*

BILAN DES RETOMBÉES	1984	1985	1986	1987	1988
Installations de forage en exploitation	10	8	5	2	1
Mois-installations	83	50	22	5	4
Dépenses effectuées (en millions de dollars)					
Travaux géophysiques et géologiques	23,2	29,2	0,9	0,2	0,2
Travaux de prospection et de délimitation	594,7	452,0	176,8	35,3	31,5
Total des dépenses (en millions de dollars)	617,9	481,2	177,7	35,5	31,7

ÉTAT DES PARCELLES	1984	1985	1986	1987	1988
Accords d'exploration (AE) conclus	15	2	13	3	1
Total des AE en cours*	30	28	15	17	15
Parcelles visées par des AE (en millions d'hectares)	10,5	0,9	1,7	0,3	0,04
Parcelles rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)	8,5	2,8	3,2	1,1	0,4
Parcelles détenues par des sociétés* (en millions d'hectares)	6,3	4,2	1,1	0,7	0,3

* *Y compris les périmètres de découverte importante signalés.*



N° sur la carte	Nom du puits	Latitude Longitude	Installation de forage	Début ou reprise et fin des travaux	État ou résultat des travaux	Profondeur totale (en mètres)
1.	Mobil et al South Sable B-44	43°53'06"N 59°51'41"O	Rowan Gorilla 1	88-03-27 88-07-08	Bouché et abandonné, découverte de gaz	5 208

En 1988, les travaux d'abandon ont été achevés sur les puits suivants : *Mobil Tetco Cohasset D-42*
Mobil Tetco Texaco Citnalta I-59
Mobil Texaco Pex Olympia A-12
Mobil et al Arcadia J-16

Annexe I
Zone extracôtière de Terre-Neuve

(Les données de 1986-1988 ont été vérifiées par l'Office Canada—Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers)

Résumé statistique

BILAN DES TRAVAUX	1984	1985	1986	1987	1988
Puits entamés					
Puits de prospection et de délimitation	12	11	7	5	7
Puits achevés					
Puits de prospection et de délimitation	10	13	8	5	8
Mètres forés					
Puits de prospection et de délimitation	46 759	49 098	31 415	17 486	19 967
Travaux géophysiques exécutés	12	16	1	0	9
Levés de sismique-réflexion (km)	27 808	19 758	3 537	0	3 364

BILAN DES RESSOURCES*	1984	1985	1986	1987	1988**
Ressources découvertes***					
Gaz naturel (en milliards de m^3)	145,2	152,4	146,8	146,8	146,8
Pétrole (en millions de m^3)	159,9	185,1	176,5	181,0	212,0

** Ces chiffres ont été fournis par l'APGTC et peuvent différer de ceux publiés par l'Office Canada—Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers.*

*** Y compris les nouvelles découvertes et les révisions apportées aux estimations précédentes.*

**** Telles que signalées au cours des années précédentes.*

BILAN DES RETOMBÉES	1984	1985	1986	1987	1988
Installations de forage en exploitation	9	8	6	2	2
Mois-installations	54	63	31	16	17
Dépenses effectuées (en millions de dollars)					
Travaux géophysiques et géologiques	27,8	27,3	4,1	0	5,2
Travaux de prospection et de délimitation	485,9	630,0	347,0	200	154,6
Total des dépenses (en millions de dollars)	513,7	657,3	351,1	200	159,8

ÉTAT DES PARCELLES	1984	1985	1986	1987	1988
Permis de prospection (PP et ADI) conclus	13	0	9	1	12
Total des PP et des ADI en cours	41	38	27	21	19
Parcelles visées par des PP et des ADI (en millions d'hectares)	6,0	0	1,5	0,1	0,1
Parcelles rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)	8,6	10,9	9,2	1,8	1,0
Parcelles détenues par des sociétés (en millions d'hectares)	22,0	11,9	3,4	1,7	0,8

Île de Baffin
Île Resolution
Cap Chidley
Parcelles détenues par des sociétés
Océan Atlantique
Champ pétrolifère Hibernia
1
2
3
4
5
6
7
8
9
Nouvelle-Écosse

Zone extracôtière de Terre-Neuve

Résumé statistique

N° sur la carte	Nom du puits	Latitude Longitude	Installation de forage	Début ou reprise et fin des travaux	État ou résultat des travaux	Profondeur totale (en mètres)
1.	Husky/Bow Valley et al Whiterose E-09 (puits de délimitation Whiterose)	46°48'26"N 48°01'23"O	*Bow Drill 3*	87-08-20 87-11-11 88-01-12 88-02-22 88-04-20 88-07-01	 Bouché et suspendu, pétrole	3 970
2.	Petro-Canada et al Terra Nova C-09 (puits de délimitation Terra Nova)	46°28'10"N 48°30'58"O	*Sedco 710*	87-12-06 88-03-04 88-06-15 88-08-01	 Bouché et suspendu, pétrole	3 640
3.	Petro-Canada et al Terra Nova E-79 (puits de délimitation Terra Nova)	46°28'30"N 48°26'43"O	*Sedco 710*	88-03-05 88-06-14	Bouché et suspendu, pétrole	3 605
4.	Husky/Bow Valley et al Whiterose A-90 (puits de délimitation Whiterose)	46°49'11"N 47°57'18"O	*Bow Drill 3*	88-07-02 88-08-11	Bouché et abandonné	3 025
5.	Mobil et al Avondale A-46	46°35'08"N 48°36'18"O	*Sedco 710*	88-08-01 88-08-21	Bouché et abandonné	2 025
6.	Petro-Canada et al South Brook N-30	46°19'52"N 48°34'06"O	*Sedco 710*	88-08-22 88-09-18	Bouché et abandonné	1 789
7.	Chevron et al East Rankin H-21	46°30'27"N 48°48'10"O	*Sedco 710*	88-09-19 88-10-27	Bouché et abandonné	2 150
8.	Texaco et al South Merasheen K-55	47°04'43"N 47°53'23"O	*Bow Drill 3*	88-10-25 88-12-22	Bouché et abandonné	3 545
9.	Texaco et al Amethyst F-20	46°39'23"N 48°02'28"O	*Maersk Vinlander**	88-12-25	Forage en cours	621

* *Le* Bow Drill 3 *a été renommé le Maersk Vinlander à compter du 8 décembre 1988.*

Glossaire

Attribution des droits : Octroi, à une entreprise, d'un permis de prospection visant des terres de réserve de la Couronne.
Banquise : Glace de mer qui se forme près de la côte et y reste attachée.
Caisson mobile conçu pour l'Arctique : Caisson annulaire fait d'acier (mieux connu sous l'appellation *Molikpaq*), dont la plate-forme mesure 75 m sur 73 m, et conçu pour reposer sur un remblai sous-marin.
Découverte importante : Découverte faite par le premier puits qui, pénétrant une structure géologique particulière, y met en évidence, d'après des essais d'écoulement, l'existence d'hydrocarbures et révèle l'existence d'une accumulation de ces matières offrant des possibilités de production régulière.
Essai aux tiges : Essai effectué à la suite de la complétion temporaire d'un puits afin d'évaluer le débit d'écoulement des fluides et d'en recueillir des échantillons.
Forage intercalaire : Forage de puits entre des puits existants afin d'exploiter le gisement de façon plus efficace.
Géotechnique : Étude des propriétés physiques et mécaniques du sol et de la roche aux fins d'études techniques.
Hectare (ha) : Équivaut à 10 000 m^2 (2,47 acres).
Hydrocarbure : Composé naturel formé principalement d'atomes d'hydrogène et de carbone, sous forme solide, liquide ou gazeuse.
Injection d'eau : Méthode de récupération selon laquelle de l'eau est injectée dans un réservoir pour pouvoir en extraire une plus grande quantité de pétrole.
Mètre cube de gaz : Équivaut à 35,301 pi^3, à une pression atmosphérique de 760 mm de mercure au niveau de la mer (14,73 lb/po^2).
Mètre cube de pétrole : Équivaut à 6,2898 barils de réservoir de stockage américain.
Objectif principal : Section de réservoir souterraine la plus apte à renfermer du pétrole.
Permis de prospection : Permis conférant le droit de prospecter et le droit exclusif d'effectuer des forages ou des essais pour chercher des hydrocarbures, ainsi que le droit exclusif d'obtenir une licence de production, sous réserve de conformité à d'autres dispositions de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* (appelé Accord d'exploration aux termes de l'ancienne *Loi sur le pétrole et le gaz du Canada*).
Plan de mise en valeur : Le plan de mise en valeur décrit la méthode et les installations prévues par l'exploitant pour récupérer les ressources en hydrocarbures d'un champ, selon l'interprétation, faite par l'exploitant, de la géologie et des caractéristiques du réservoir.
Plan de retombées : Plan présenté par l'exploitant et avalisé par le Ministre, et stipulant les intentions de l'exploitant en matière d'embauche et de prestation de biens et services reliés à ses travaux de prospection et de mise en valeur des terres domaniales.
Point de tir : L'emplacement géographique, à la surface de la terre, qui constitue le point d'origine de la source d'énergie qui est déchargée pendant un levé de sismique-réflexion.
Prévision *a posteriori* : L'emploi de techniques de prévision ou de modèles de prévision numérique pour déterminer d'anciennes conditions météorologiques ou océanographiques. Les bases de données établies au moyen de techniques de prévision *a posteriori* fournissent des renseignements qui portent sur la durée des prévisions atmosphériques et sur l'étendue qu'elles couvrent. Les prévisions *a posteriori* servent à calculer les valeurs extrêmes des paramètres de conception et à définir le climat.
Puits abandonné : Tout puits obturé de façon permanente.
Puits achevé : Puits foré et prêt à produire du pétrole ou du gaz naturel.
Puits de délimitation : Puits foré à la suite d'un puits de découverte dans une même formation géologique, afin de déterminer l'importance et les possibilités d'exploitation commerciale de l'accumulation de pétrole ou de gaz naturel contenue dans le puits de découverte.
Puits de prospection : Puits foré dans une formation géologique où aucune découverte importante n'a été faite (synonyme de puits de reconnaissance).
Puits d'injection : Puits par lequel on injecte des fluides au niveau des formations souterraines afin d'augmenter la pression dans l'ensemble du réservoir.
Puits sec : Puits dans lequel le pétrole ou le gaz naturel n'a pas jailli en quantité suffisante.
Puits suspendu : Puits dans lequel les travaux de forage ou de production sont temporairement interrompus.
Puits terminé : Puits qui a atteint sa profondeur totale et qui a été abandonné, achevé ou suspendu.
Remblai : Île artificielle submergée, fabriquée à partir de matériaux que l'on a dragués, et conçue pour servir de base à des structures mobiles qui reposent sur le fond marin.
Sismique-réflexion : Principale technique géophysique utilisée dans le domaine de la prospection pétrolière pour cartographier les composantes géologiques du sous-sol. Des pulsions acoustiques émises à partir de la surface sont mesurées à la surface après avoir été réfléchies par les couches terrestres, qui possèdent diverses propriétés acoustiques. Les pulsions enregistrées à la surface sont par la suite traitées et interprétées.
Stratigraphie : Étude des roches stratifiées, axée particulièrement sur la corrélation entre couches de différents endroits.
Unité mobile de forage en mer (MODU) : Tout navire capable d'effectuer des travaux de forage destinés à la prospection ou à l'exploitation des ressources enfouies dans les fonds marins.

Bureaux de l'APGTC

Région	Adresse postale	Adresse	N° de téléphone	N° de télex	N° de télécopieur
Administration centrale	355, chemin River 15e étage, Tour B Vanier (Ontario) K1A 0E4	355, chemin River 14e étage, Tour B Vanier (Ontario)	(613) 993-3760	053-4366	993-9897
Maritimes	2000, rue Barrington Pièce 102 Halifax (N.-É.) B3J 3K1	Tour Cogswell Scotia Square 2000, rue Barrington Pièce 102 Halifax (N.-E.)	(902) 426-8570	019-23632	426-5253
	Laboratoire de l'APGTC C.P. 1006 Dartmouth (N.-É.) B2Y 4A2	Institut océanographique de Bedford Dartmouth (N.-É.)	(902) 426-3179 (902) 426-2525	—	—
Territoires du Nord-Ouest	C.P. 1500 Yellowknife (T.N.-O.) X1A 2R3	Immeuble Bellanca 4914, 50e Rue 6e étage Yellowknife (T.N.-O.)	(403) 920-8175	034-45570	873-8707
Ouest	C.P. 2638 Succursale M Calgary (Alberta) T2P 3C1	Édifice Merland 630, 4e Av. sud-ouest 3e étage Calgary (Alberta)	(403) 292-5631	—	—

Canada